

1 4.2 SEGURIDAD PÚBLICA: ANÁLISIS DE PELIGROS Y RIESGOS

2 4.2.1 Perspectiva General

3 Esta sección trata los temas de seguridad pública asociados con el Proyecto propuesto.
4 Describe el proceso usado para evaluar los peligros y riesgos relacionados a la entrega
5 y a la descarga del gas natural licuado (LNG) por parte de cargueros LNG,
6 almacenamiento y manejo de LNG en la unidad flotante de almacenamiento y
7 regasificación (FSRU), y el transporte por ducto del gas natural olorizado una vez que
8 ha sido regasificado a bordo de la FSRU. La sección identifica las agencias, leyes, y
9 regulaciones que regularían la seguridad del Proyecto propuesto; enumera los criterios
10 de diseño principales que serían usados para el Proyecto propuesto; resume los
11 hallazgos de la Evaluación Independiente de Riesgos (IRA), incluida en este reporte en
12 el Apéndice C1; y evalúa los efectos potenciales de una descarga de LNG o gas natural
13 en el ambiente.

14 La Tabla 4.2-1 presenta el resumen de las consecuencias de los accidentes
15 relacionados con la FSRU. La IRA concluye que, dadas los muchos aspectos de
16 seguridad que han sido incorporados al diseño del Proyecto, los accidentes en la FSRU
17 serían raros y no alcanzarían la costa, aún en el caso de las peores descargas creíbles,
18 tales como un ataque deliberado, aunque los navegantes de ocio y pescadores dentro
19 del área de impacto definida, y los barcos comerciales dentro del Esquema de
20 Separación de Tráfico (TSS), podrían ser afectados. La IRA también recomienda que
21 análisis adicionales de seguridad s conduzcan durante el diseño final y operaciones.

22 La FSRU se localizaría aproximadamente a 12.01 millas náuticas (NM) (13.83 millas o
23 22.25 kilómetros [km]) costa afuera. Los cargueros de LNG y el almacenamiento y
24 regasificación a bordo de la FSRU serían las únicas partes del Proyecto que
25 involucrarían LNG, el cual sería almacenado en tanques no presurizados. Este
26 Proyecto no involucra el transporte por ducto de LNG. Todos los ductos de transmisión
27 llevarían únicamente gas natural olorizado.

28 La Figura 2.1-2 en el Capítulo 2, “Descripción de la Acción Propuesta,” identifica las
29 áreas que serían afectadas por las consecuencias del peor accidente creíble y eventos
30 intencionales en la FSRU. Como se muestra, la IRA determina que las consecuencias
31 del peor accidente posible que involucra un fuego de nube de vapor estaría a más de
32 5.7 NM (6.56 millas o 10.56 km) de las costa en su punto más cercano. Los efectos
33 analizados incluyen el riesgo de heridas severas o fatales en los miembros del público
34 en general, y daño a largo plazo sobre el ambiente. Tanto el LNG como el gas natural
35 son muy regulados, y numerosas agencias Estatales y Federales serían responsables
36 de revisar la seguridad del diseño y asegurarse que la FSRU y ductos funcionen de
37 manera segura.

38 El término “riesgo” refleja tanto la probabilidad de un incidente (la frecuencia) y las
39 consecuencias adversas de tal incidente. Los accidentes de ductos costa adentro
40 ocurren raramente pero ocurren. Como resultado, medidas de seguridad adicionales se
41 han incorporado al Proyecto propuesto para reducir tales riesgos aún más. La

1 Solicitante o su representante designado sería responsable por la seguridad y
2 monitoreo de las medidas para los ductos e instalaciones costa adentro, como también
3 por la FSRU y sus ductos costa afuera. Los bomberos y policía local, y el California
4 Highway Patrol actualmente responden a las emergencias relacionadas con incidentes
5 que involucran ductos de gas natural costa adentro y otras instalaciones en el área que
6 manejan gases o líquidos inflamables; estas agencias de respuesta no cambiarían para
7 las instalaciones costa adentro propuestas.

8 Las secciones a continuación presentan comentarios públicos representativos, una
9 discusión de otros reportes sobre seguridad pública para el Proyecto propuesto, las
10 responsabilidades de las agencias del gobierno para la seguridad pública, las
11 responsabilidades financieras y cobertura de seguro en caso de accidente, y una
12 discusión del proceso de análisis del riesgo a la seguridad pública. El preámbulo del
13 Proyecto, regulaciones, análisis, y medidas de mitigación se presentan para cada uno
14 de los tres componentes del Proyecto: la FSRU, cargueros de LNG, y ductos. Esta
15 sección también identifica las medidas de mitigación que reducirían la severidad o
16 probabilidad de ocurrencia de un accidente, y evalúa las alternativas al Proyecto
17 propuesto.

18 La proximidad de los componentes del Proyecto a las localidades donde la gente vive,
19 trabaja, o se entretiene, se describe en el Capítulo 2, “Descripción de la Acción
20 Propuesta.” La situación ambiental costa afuera, tal como se relaciona con la
21 evaluación de los peligros potenciales, es decir, viento y condiciones del mar, se
22 discute en la Sección 4.1.8, “Oceanografía y Meteorología – Situación Ambiental,” y el
23 tráfico de navíos se discute en la Sección 4.3, “Tráfico Marítimo.” La situación
24 ambiental costa adentro se describe en otras secciones de recursos.

25 **4.2.2 Comentarios Representativos**

26 Se tratan los comentarios representativos sobre la seguridad pública durante el sondeo
27 público y el periodo de revisión pública para el borrador de la Declaración de Impacto
28 Ambiental/Reporte de Impacto Ambiental (EIS/EIR) de octubre de 2004:

- 29 • Las consecuencias del peor ataque terrorista posible con un evento iniciador,
30 incluyendo un misil disparado manualmente o desde una aeronave, o una
31 aeronave que choque contra la FSRU;
- 32 • La colisión de un navío con un cargador de LNG o la FSRU, o la colocación de
33 explosivos en un carguero de LNG o la FSRU; la identificación y análisis de los
34 peores escenarios; explosiones y fuegos; muertes potenciales como
35 consecuencia de un accidente de LNG;
- 36 • El riesgo de secuestro de la FSRU o cargueros de LNG y preocupaciones
37 crecientes sobre la seguridad debido a navíos extranjeros (y presumiblemente
38 tripulaciones extranjeras) en las aguas cercanas fuera de la costa de California;

Tabla 4.2-1 Resumen de Consecuencias de Accidentes en FSRU

	Colisión Marina^b	Intencional^b	Escalada^{c,d}	
Tamaño de la rotura	1300 m ² de area	7m ² & 7m ²	7m ² & 1300 m ²	7m ² & 2x1300 m ²
Número de tanques	50% volumen de 1 tanque	2	2	3
Cantidad liberada (gal / m ³) ^e	13,000,000 / 50,000	53,000,000 / 200,000	40,000,000 / 150,000	53,000,000 / 200,000
	Distancia de Propagación de colección/charco			
Rango de distancia de descenso (NM / miles / m)	0.40 / 0.45 / 730	0.35 / 0.40 / 650	0.33 / 0.38 / 610	0.43 / 0.50 / 800
	Fuego de colección/charco			
Distancia de flujo de radiación > 5 kW/m ² (NM / miles / m)	1.60 / 1.85 / 2,970	1.42 / 1.64 / 2,640	1.35 / 1.56 / 2,510	1.74 / 2.01 / 3,230
Distancia de flujo de radiación > 12.5kW/m ² (NM / miles / m)	0.99 / 1.14 / 1,830	0.87 / 1.01 / 1,620	0.83 / 0.96 / 1,540	1.07 / 1.24 / 1,990
Distancia de flujo de radiación > 37.5kW/m ² (NM / miles / m)	0.49 / 0.57 / 910	0.44 / 0.50 / 810	0.42 / 0.48 / 770	0.54 / 0.62 / 1,000
	Dispersión de Nube de Vapor (Sin Ignición)		Ignición Inmediata Sin peligro de nube de vapor	
Altura inflamable promedio (pies / m)	69.9 / 21	98 / 30		
Distancia máxima a LFL (NM / millas / m)	2.85 / 3.29 / 5,290	6.03 / 6.95 / 11,175		
Tiempo para distancia máxima (min) ^a	50	89		
	Fuego (Flash) de Nube de Vapor			
Distancia de flujo de radiación > 5 kW/m ² (NM / miles / m) ^f	3.57 / 4.11 / 6,610	6.31 / 7.27 / 11,700		
Distancia de flujo de radiación > 12.5kW/m ² (NM / miles / m) ^f	3.29 / 3.79 / 6,100	6.21 / 7.15 / 11,500		
Distancia de flujo de radiación > 37.5kW/m ² (NM / miles / m) ^f	3.06 / 3.52 / 5,670	6.12 / 7.05 / 11,340		

Fuente: Risknology 2006, Tabla 3.8 (ver Anexo C1).

Notas:

Fuegos de colección/charco y fuegos de nube de vapor son mutuamente excluyentes.

Todas las distancias de flujo de radiación están dadas desde el punto de liberación.

LFL = límite de inflamabilidad mas bajo; NM = millas náuticas; m = metros.

Velocidad del viento = 2 metros por segundo; temperatura = 21 °C.

^aTiempo incluye dispersión y evaporación de líquido.

^b Índice de flujo de balance de masa = 0.282 kg/m² sec.

^c Índice de flujo de balance de masa = 0.135 kg/m² sec.

^d El caso de escalada fue modelado como un fuego de colección/charco resultante de una rotura de contenedor secundario debido a los efectos de un incendio. Dado que la ignición está garantizada, no se desarrollan nubes de dispersión.

^e Volumen de tanque de 100,000 m³ is used for ease of calculations; actual tank volume is 90,800 m³.

^f Ver sección 4.2.7.2 para definiciones de niveles de radiación de flujo.

- 1 • Accidentes de navíos; riesgos derivados de tráfico adicional de navíos; puesta
2 en práctica obligatoria de las zonas de seguridad/precaución y avisos a los
3 marineros;
- 4 • La relocalización de la estación que dota de olor al gas natural;
- 5 • Los factores que contribuyen a un evento de iniciación, tales como eventos
6 sísmicos que podrían causar licuefacción o tsunamis; eventos del clima que
7 podrían producir relámpagos, mares movidos con fuertes olas de varias
8 direcciones, y vientos costa adentro; defectos de material o fallas del equipo;
9 jalar un ancla sobre ductos submarinos; y error humano;
- 10 • El potencial de misiles errantes del cercano Point Mugu and San Clemente
11 Range Complex;
- 12 • Lo adecuado de una modelación por computadora para la dispersión del vapor;
13 la falta de datos sobre grandes derrames de LNG o fuegos para verificar los
14 resultados de la modelación; y la dispersión de nubes de vapor bajo condiciones
15 variables del clima, incluyendo inversiones marinas;
- 16 • Respuesta de emergencia (tiempo de respuesta, financiamiento, el rol local de la
17 Guardia Costera de los Estados Unidos [USCG],) y evacuación de emergencia
18 (planes, rutas);
- 19 • Las características de peligro de los ductos costa adentro y los efectos
20 acumulativos de dos ductos;
- 21 • Impactos acumulativos de terminales múltiples;
- 22 • Capacitación para los trabajadores;
- 23 • La proximidad de los ductos de gas natural costa adentro a las residencias y
24 escuelas;
- 25 • El potencial de los ductos costa adentro y las instalaciones en la orilla para ser
26 blancos de terroristas;
- 27 • El “diseño sin prueba” de la FSRU; y
- 28 • El registro de seguridad de los empresas pertenecientes a, u operados por, la
29 Solicitante fuera de los Estados Unidos.

30 El potencial para la ocurrencia de eventos sísmicos, incluyendo tsunamis, se discute en
31 la Sección 4.11, “Recursos Geológicos,” y la seguridad de navegación se trata en la
32 Sección 4.3, “Tráfico Marítimo.” En respuesta a las preocupaciones públicas, el
33 odorante usado para ayudar a la detección de fugas sería agregado al gas natural en la
34 FSRU antes de ser transportado a la orilla; el odorante se discute en la Sección 4.12,
35 “Materiales Peligrosos.” La proximidad de los ductos costa adentro a las residencias y
36 escuelas se discute en la Sección 4.13, “Uso de la Tierra.” Las capacidades para
37 responder a emergencias se describen en la Sección 4.13, “Socioeconomía.” El
38 potencial para los derrames de petróleo y planes de contingencia que estarían en
39 vigencia para responder si fueran a ocurrir se discute en la Sección 4.18, “Calidad del
40 Agua.”

1 Los peligros accidentales para la Terminal costa afuera incluyen fenómenos naturales,
 2 colisiones con otros barcos, derrames durante la transferencia de LNG, y accidentes
 3 asociados con el almacenamiento y regasificación de LNG. Estos eventos podrían
 4 resultar en consecuencias que incluyen el agujereado de un tanque de cargamento de
 5 LNG debido a la colisión con un barco y un posterior fuego o la explosión relacionada a
 6 la combustión causada por la fuga o derrame de LNG a bordo de la FSRU. Las
 7 amenazas internacionales pueden abarcar desde la amenaza de un agente interno
 8 hasta ataques externos intencionales empleando armas o modos de despliegue tales
 9 como aviones, barcos, o botes. La Tabla 4.2-2 enumera los peligros y amenazas
 10 representativas identificadas arriba e indica brevemente cómo fueron evaluadas en el
 11 análisis de seguridad pública.

Table 4.2-2 Representative Hazards and Threats Considered in the Public Safety Analysis

Hazards and Threats	Evaluation/Resolution
Natural Phenomenon	
Lightning	All-metal ships are rarely damaged, and injuries or deaths are uncommon. Ships are frequently struck, but the high conductivity of the large quantities of metal, with hundreds of square yards of hull in direct contact with the water, causes rapid dissipation of the electrical charge. The FSRU and LNG carriers would be designed to meet lightning protection standards, National Fire Protection Association, Lightning Protection Code 780.
Rough seas/strong swells that damage the FSRU or cause it to lose one or more mooring lines	The FSRU and its mooring system would be designed to withstand at least the combined wind, wave, and current forces of the most severe storm that could occur within any 100-year period. Thrusters on the FSRU would assist it to maintain its position in the short term. The tugboat that would be permanently stationed near the FSRU could also maintain the FSRU's position in the event of damage to one or more mooring lines.
Tsunami damage to FSRU or pipelines	The FSRU, risers, moorings, and subsea pipelines must be designed to withstand tsunamis. A tsunami would not damage the moored FSRU and LNG carriers because the size of the wave/surge would be quite small—a few inches at the most—due to the deep water (2,900 feet or 884 m). Although it is possible that the current associated with a tsunami wave would affect the gas risers, a maximum current value would be used for the final design of the risers to avoid other damage.
Seismic-induced damage to pipelines	The offshore gas pipelines could be adversely affected by seismic activity but would be designed to accommodate anticipated maximum lateral/vertical motion from earthquakes (permanent deformation of seafloor) during the final design stage. If seafloor motion were to exceed allowable stresses in the pipelines, pipelines could rupture and cause a leak. The loss of pressure would induce the safe shut-down of the system, and natural gas would rise to the surface. Few ignition sources exist in the vicinity of the proposed offshore pipelines, and closer to shore the pipeline would be deeply buried by HDB. Onshore pipelines would be similarly designed to accommodate anticipated displacement by earthquakes and a loss in pressure would activate their shut-down system.

Table 4.2-2 Representative Hazards and Threats Considered in the Public Safety Analysis

Hazards and Threats	Evaluation/Resolution
Process Safety Accidents	
Material defects and equipment failures	Procured equipment, fabrication, construction, and installation would be verified by qualified third parties. The FSRU and LNG carriers would be independently inspected by a ship classification society during their construction and periodically thereafter. BHPB would obtain a safety management certificate for the FSRU.
Ballast system malfunction	Considered in the hazard identification workshop. Potential for sudden listing possibly causing mooring line failure or disconnection of loading arm. Consequences addressed by accidental explosion between vessels scenario.
Fire/explosion on FSRU or LNG carrier	Leak detection and extensive fire suppression equipment would be located on both the FSRU and LNG carriers. If a fire were to result in loss of containment, the consequences would be addressed by either the marine collision (single tank) pool fire or escalation scenarios.
Ignition source in vaporizers	Considered in the hazard identification workshop. Recommendation to verify safeguards associated with the flame during review of final FSRU design.
Accidental explosion between vessels due to a release of LNG during transfer from the LNG carrier to the FSRU; loading arm failure	Considered in the hazard identification workshop and further investigated with a special study. Evaluated a condition in which the two side-by-side vessels would confine a mixture of LNG that could reach concentrations within the flammable range. The results indicated an almost negligible effect on the FSRU with the separation between the two vessels increasing by about 4 feet (1.2 m).
Release of LNG to non-cargo containing areas, e.g. ballast tanks, void tanks	Considered in the hazard identification workshop. Consequences addressed by marine collision (one-tank) or escalation (two-or three- tank) scenarios.
Accidental/Intentional Collisions	
Small aircraft or helicopter hitting FSRU	An accidental collision would be very unlikely. The consequences of an intentional event would be the breach of one storage tank on the FSRU or LNG carrier with loss of containment and fire. Evaluated by the pool fire considered in the marine collision (one-tank) scenario.
Small vessel ramming/colliding with FSRU	The Moss tank design demonstrates robust performance against marine collisions. Only vessels with very specific geometry, strength, and speed have the physical capacity to penetrate the FSRU hull's structural steel and breach the cargo containment. Small vessel unlikely to have enough mass to penetrate inner hull of double-hulled FSRU or LNG carriers; damage would be primarily to the small vessel. Evaluated in collision analysis for the IRA (Appendix D of the IRA, included as Appendix C1 of this document).
Large ship colliding with FSRU	The Moss tank design demonstrates robust performance against marine collisions. Only vessels with very specific geometry, strength, and speed have the physical capacity to penetrate the FSRU hull's structural steel and breach the cargo containment. Addressed by the marine collision scenario in the IRA.
Large passenger ship colliding with FSRU or LNG carrier	The deliberate takeover of a large passenger ship to strike the FSRU was considered in the security workshop and marine collision analysis. This event is highly unlikely and was not considered further. The incidence of collisions involving cruise ships is even lower than other vessels, and the

Table 4.2-2 Representative Hazards and Threats Considered in the Public Safety Analysis

Hazards and Threats	Evaluation/Resolution
	marine collision analysis demonstrates that few cruise ships transit the area. Most cruise ships offshore California travel south from the Port of Los Angeles/Long Beach or from San Diego. Cruise ships in the vicinity of the FSRU use the TSS. Cruise ships are highly regulated with extensive collision avoidance and communication capabilities. Cruise ships must implement USCG-approved security plans and have security officers.
Commercial airliner striking FSRU	This event would be highly unlikely. The use of a commercial airliner to deliberately strike the FSRU was considered in the security workshop, which concluded that this event is highly improbable due to recent changes in the security of the airline industry; however, if it were to occur, the consequences would be similar to the two- or three-tank escalation event.
Intentional Event	
Hijacking of FSRU	The hijacking of the FSRU would be highly unlikely. BHPB would implement a USCG-approved security plan, have redundant communication systems, and patrol the safety zone/Area to be Avoided (ATBA) to identify intruders and take appropriate action. The FSRU is not powered, other than thrusters, and would be very difficult to remove from its mooring, and due to its remote location, the FSRU is considered to be a less attractive target than other “softer” targets.
Hijacking of LNG carrier, transit to shore, and deliberate release of LNG or natural gas	The LNG carriers would implement USCG-required security plans (see Appendix C3), which would thwart such events. The LNG carriers would be either near the FSRU, which is at a remote location, or farther offshore; therefore, other hazardous vessels are considered more likely targets. Evaluated in the security workshop, but not considered credible due to recent changes in security in the marine industry.
Takeover of LNG carrier and intentional collision with FSRU.	Evaluated in the security workshop. LNG carriers would be in frequent communication with Cabrillo Port during the entire voyage using established, secure communication protocols and would be subject to the USCG security requirement (see Appendix C3); therefore, early detection of an attempted takeover is very likely. This would probably not result in the total loss of the LNG cargo as the release would probably be only from the affected tanks. The consequences are addressed in the marine collision (one-tank) and escalation (two-or three-tank) scenarios.
Shoulder or aircraft-fired missile or other tactical weapons	The double hulls of the FSRU and LNG carriers would be robust. Penetration of one tank could result in consequences similar to the marine collision (one-tank) release scenario. The two-tank, 7 square-meter (m ²) scenario is based on one missile and then a second missile successfully penetrating LNG tanks on the FSRU or LNG carrier. Sandia recommended this scenario based on emerging guidance from the U.S. Department of Homeland Security (DHS) and from the intelligence community as noted in the Sandia report and the associated classified report on possible intentional threats (“Threat and Breach Analysis of an LNG Ship Spill Over Water” Sandia National Laboratories, May 2005 [SECRET]). Worst credible case is addressed in the intentional (two-tank) and/or escalation (three-tank) scenario.

Table 4.2-2 Representative Hazards and Threats Considered in the Public Safety Analysis

Hazards and Threats	Evaluation/Resolution
Bomb delivery by small craft	A successful attack could result in potential loss of containment on both the LNG carrier and FSRU with possible ignition and major fire. The potential consequences are evaluated in the escalation (two or three-tank) scenario. The ATBA and the safety zone would be patrolled and would deter intruders in accordance with the security plan. Successful delivery in this manner would be unlikely.
Assault on FSRU by diver(s)	The distance of the FSRU and LNG carriers offshore make this event unlikely. Patrol vessels would warn vessels in the ATBA and deter vessels from the safety zone. However, if successful, the consequences would be similar to those of the marine collision (one-tank) release scenario or in the worst credible case, the escalation (two or three-tank) scenario.
Deliberate release of unignited LNG offshore.	Considered in the hazard identification workshop. Correlated to intentional event (two-tank) vapor cloud dispersion and flash fire.
Other Events	
Errant missiles from US Navy complex could strike the FSRU or an LNG carrier	BHPB would coordinate activities with the U.S. Navy to avoid conflicts with Navy activities. Errant missiles rarely if ever occur, and an errant missile striking the FSRU or an LNG carrier is highly improbable. The escalation (two or three-tank) scenario would address the consequences.
Dragging an anchor over a subsea pipeline	The pipelines could be damaged resulting in a leak of natural gas. The loss of pressure would be monitored at the FSRU and would induce the safe shut-down of the system, and natural gas would rise to the surface. Few ignition sources exist in the vicinity of the proposed offshore pipelines. The natural gas would also be odorized at the FSRU.

1 4.2.3 Evaluación Independiente de Riesgos y Revisión de los Sandia National 2 Laboratories

3 La industria de LNG ha estado operando por 40 años. En esos 40 años, menos de 20
4 accidentes marinos involucrando LNG has ocurrido alrededor del mundo, ninguno de
5 los cuales ha resultado en una descarga significativa de LNG (ver Lista Cronológica de
6 Accidentes de LNG en el Apéndice C3).

7 Estudios previos de la historia de accidentes de LNG fueron investigados para este
8 documento. Un reporte de 1977 preparado por Socio-Economic Systems (1977) para
9 un terminal de LNG costa adentro cerca de Oxnard revisó los resultados de varias
10 modelaciones diferentes y concluyó que “[l]a tecnología actual no permite juzgar cuál
11 acercamiento y cuáles resultados son correctos, y cuáles son incorrectos. Por tanto, en
12 la actualidad, ni el modelo SAI ni los otros modelos de nubes pueden proporcionar
13 conclusiones definitivas.” La Tabla VII de aquél reporte muestra que para una descarga
14 de 26.4 millones de galones (100,000 m³) de LNG, las distancias viento abajo del
15 impacto se estimaron en 1.27 millas (2 km), 3.72 millas (6 km), 26.2 millas (42 km),
16 76.0 millas (122 km), o 127 millas (204 km), dependiendo del modelo utilizado. La
17 capacidad de modelación ha mejorado desde el estudio de 1977 y continua
18 evolucionando conforme información nueva se vuelve disponible.

1 Para determinar mejor los efectos potenciales de un gran derrame de LNG en el agua,
2 las agencias líderes encargaron a un equipo de expertos la preparación de una
3 evaluación, específica para el sitio, del concepto de diseño y los planes para el Puerto
4 de Aguas Profundas (DWP), tomando en consideración las condiciones locales del
5 ambiente y las preocupaciones expresadas por el público. La IRA que se preparó en
6 2004 como un análisis para el DWP no trató de recrear el modelo de consecuencias
7 llevado a cabo por el estudio de 1977 citado arriba, pero en lugar de eso presentó
8 nueva metodología y análisis específico para el Proyecto propuesto.

9 En diciembre de 2004, tras la publicación del borrador de la EIS/EIR de octubre de
10 2004, los Sandia National Laboratories (Sandia) emitieron un reporte titulado "*Guidance
11 on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill
12 Over Water*" (Sandia 2004). El reporte-guía expone un marco recomendado para el
13 análisis de grandes derrames de LNG en el agua.

14 La USCG encargó a los autores del reporte-guía de Sandia conducir, como terceros,
15 una revisión técnica del IRA de 2004. Sandia revisó la metodología usada en el IRA de
16 2004 y realizó recomendaciones para modificar la modelación y análisis del área de
17 impacto potencial en su reporte de 2006 (Apéndice C2 de este documento). Las
18 conclusiones de resumen en el extracto siguiente:

19 Este reporte resume los resultados de la revisión del IRA del Puerto
20 Cabrillo y los análisis de soporte. Basados en nuestra revisión inicial,
21 análisis de amenazas y peligros adicionales, modelación de
22 consecuencia, y consideraciones sobre la seguridad de los procesos
23 fueron sugeridas. Los análisis adicionales recomendados fueron
24 conducidos por los autores de la IRA del Puerto Cabrillo en cooperación
25 con Sandia y un panel de revisión técnica compuesto por representantes
26 de la Guardia Costera y de la Comisión de Tierras Estatales de California.
27 Los resultados de los análisis adicionales mejoraron el conocimiento y
28 confianza en los peligros potenciales y las consecuencias en la gente y la
29 propiedad relacionadas con el Proyecto propuesto para el Puerto de
30 Aguas Profundas de LNG en el Puerto Cabrillo (Sandia 2006).

31 La IRA de 2006 (Apéndice C1 de este documento) incorpora las recomendaciones de
32 Sandia y las conclusiones y recomendaciones del IRA de 2006 son el resultado de la
33 colaboración y concurrencia entre Sandia y los autores de la IRA. El análisis de
34 seguridad pública de la FSRU en la Sección 4.2 se base en la IRA de 2006 y en la
35 pautas de Sandia.

36 La IRA evaluó las consecuencias potenciales de un accidente y fuego basado en el
37 volumen total de LNG que sería almacenado en la FSRU o en un carguero de LNG
38 mientras se encuentra atracado en la FSRU durante el descargue. La cantidad de LNG
39 que sería descargada nunca excedería el total de la capacidad de almacenamiento de
40 la FSRU dado que previo a la llegada de los cargueros de LNG que transportan LNG a
41 la FSRU, la FSRU regasificaría suficiente LNG y lo enviaría a la costa vía los ductos
42 costa afuera para hacer espacio para la nueva entrega. Los cargueros de LNG usarían

1 rutas más alejadas de la costa que la FSRU y por tanto más lejos que la FSRU de las
2 áreas de navegación de ocio y pesca y las líneas de tráfico de navíos. Como tales, los
3 cargueros de LNG no representarían riesgos o peligros para el público costa adentro
4 general mientras transiten a la FSRU. Dado que el objetivo de la IRA fue evaluar los
5 riesgos al público, no se consideraron los efectos potenciales de un accidente en un
6 carguero de LNG durante su tránsito a la FSRU.

7 Aunque las pautas de Sandia incluyen una evaluación específica de los impactos
8 potenciales asociados con incidentes que involucren los cargueros de LNG, la USCG
9 determinó que la modelación específica para el sitio y análisis de la FSRU serían más
10 apropiados para el análisis de cargueros de LNG en este documento. Los impactos
11 potenciales sobre el público que están asociados al transporte por ducto de gas natural
12 han sido extensivamente evaluados en el pasado, en base a décadas de historia
13 operativa para cientos de miles de millas de ductos de transmisión. Por ejemplo, la
14 probabilidad de un accidente puede ser extrapolada de los registros históricos
15 extensivos; por tanto, la IRA no incluyó el análisis de los ductos costa adentro y costa
16 afuera.

17 **4.2.4 Responsabilidades del Gobierno para la Seguridad Pública**

18 **4.2.4.1 Jurisdicción y Cooperación de Agencias Federales y Estatales**

19 El diseño, construcción, y operación de las instalaciones de gas natural es altamente
20 regulado por un número de agencias Federales y Estatales, como se indica a lo largo
21 de este documento. Agencias Federales, Estatales, y locales también participarían en
22 la planeación de emergencias y respuestas a las descargas. La jurisdicción y
23 responsabilidades de las agencias se resumen en la Tabla 4.2-3. La USCG es
24 responsable por revisar el diseño y seguridad del DWP tanto para la FSRU como para
25 los cargueros de LNG y consultaría con la Comisión de Tierras Estatales de California
26 (CLSC). Para los ductos costa afuera, las agencias con autoridad sobre el diseño y
27 seguridad del ducto incluyen al Departamento de Transporte de los Estados Unidos
28 (DOT), la Administración de la Seguridad de Ductos y Materiales Peligrosos (PHMSA),
29 la Oficina de Seguridad de Ductos (OPS), la Comisión Costera de California (CCC), y la
30 CSLC. La PHMSA, la OPS, y la División de Seguridad y Confiabilidad de la Comisión
31 de Utilidades Públicas de California (CPUC) tienen jurisdicción sobre los ductos costa
32 adentro.

33 Los estándares de seguridad aplicables al Proyecto incluyen requerimientos
34 específicos para las inspecciones de las agencias Federales y Estatales y la
35 supervisión de todas las fases del Proyecto. En base a la experiencia con el operador,
36 estas agencias pueden escoger incrementar la frecuencia y nivel de detalle para la
37 inspección de la conformidad de las facilidades para asegurar que los requerimientos
38 de seguridad sean satisfechos. Para los registros de las agencias Federales, el público
39 puede pedir copias de las inspecciones a través de una petición bajo la Ley de Libertad
40 de Información (FOIA) (Referencia 5 U.S.C. 552). Revisiones e inspecciones por parte
41 de las agencias de California están sujetas a la Ley de Registros Públicos de California
42 (California Government Code, § 6250, et seq.).

Table 4.2-3 Lead and Cooperating Agency Authority for the Project

Facility and Purpose	General Location	Primary Implementing Agency(ies)			
		Siting	Design & Safety Regulation	Safety Inspections	Enforcement Actions
FSRU	Offshore: Outer Continental Shelf, Federal waters	USCG, MARAD <i>CSLC, MMS, PHMSA OPS, CCC</i>	USCG <i>CSLC, CCC</i>	USCG	USCG
Offshore pipelines Two parallel subsea pipelines <i>Transfer natural gas from FSRU to shore crossing.</i>	Offshore: Outer Continental Shelf, Federal waters	USCG, MARAD, <i>CSLC, MMS, PHMSA OPS, CCC</i>	PHMSA OPS, <i>CSLC, CCC</i>	PHMSA OPS, <i>CSLC, MMS, CCC</i>	PHMSA OPS, <i>CSLC, MMS, CCC</i>
Offshore pipelines Two parallel subsea pipelines <i>Transfer natural gas from FSRU to shore crossing.</i>	Offshore: State waters within 3 NM (3.5 miles or 5.6 km) of shore	USCG, MARAD CSLC, CCC <i>MMS, PHMSA OPS</i>	PHMSA OPS, CSLC <i>CCC</i>	PHMSA OPS, CSLC <i>CCC</i>	PHMSA OPS, <i>CSLC, CCC</i>
Shore crossing at Ormond Beach <i>Connect the two subsea parallel pipelines to existing onshore infrastructure.</i>	Ormond Beach, Ventura County	USCG, MARAD CSLC, CCC, PHMSA OPS	PHMSA OPS, CSLC <i>CCC</i>	PHMSA OPS, CSLC <i>CCC</i>	PHMSA OPS, <i>CSLC, CCC</i>
Metering station at Ormond Beach <i>Measure and transfer ownership of natural gas.</i>	Reliant Energy Ormond Beach Generating Station, Ventura County	CPUC SRB, CSLC, CCC <i>PHMSA OPS</i>	CPUC SRB, PHMSA OPS, CSLC	CPUC SRB, PHMSA OPS	PHMSA OPS, <i>CPUC SRB</i>
Onshore pipelines and facilities <i>Transport gas to distribution system.</i>	Ventura County, Los Angeles County, and City of Oxnard	CPUC SRB <i>PHMSA OPS, CSLC</i>	CPUC SRB, PHMSA OPS	CPUC SRB, PHMSA OPS	CPUC SRB, PHMSA OPS

Notes:

Agencies shown in **boldface** have primary authority (either statutory or through delegation of Federal powers to a State agency through a memorandum of agreement or regulatory mandate). Agencies shown in *italics* are key cooperating agencies.

CCC = California Coastal Commission; CPUC SRB = California Public Utilities Commission, Consumer Protection and Safety Division, Safety and Reliability Branch; MARAD = U.S. Maritime Administration; MMS = Minerals Management Service; PHMSA = U.S. Department of Transportation (USDOT) Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration; OPS = Office of Pipeline Safety; USCG = U.S. Coast Guard.

- 1 El Grupo para la Obtención de Permisos Inter-Agencias para el Trabajo con LNG fue
- 2 establecido para facilitar la comunicación entre las agencias y la cooperación entre las
- 3 agencias Estatales y locales que podrían estar involucradas en la obtención de
- 4 permisos para una instalación de LNG en California. Las agencias participantes con
- 5 responsabilidades en las áreas donde se localiza el Proyecto propuesto incluyen la
- 6 Junta de Recursos de Aire de California (CARB), la CCC, la Comisión de Energía de
- 7 California (CEC), la CPUC, la CSLC, el Departamento de Conservación, el
- 8 Departamento de Pesca y Caza de California (CDFG), la Oficina para la Prevención y

1 Respuesta a un Derrame Petrolero de la CDFG (OSPR), la Junta Supervisora de
2 Electricidad, la Oficina de Planeación e Investigación, la Comisión de Conservación y
3 Desarrollo de Bahías, el Departamento de Servicios Generales, la Oficina de Servicios
4 de Emergencia del Gobernador, la Bahía del Puerto de Humboldt, el Puerto de Long
5 Beach, el Departamento de Planeación de Condado de Ventura, y la USCG.

6 **4.2.4.2 Sistema Estandarizado de Manejo de Emergencias (SEMS)**

7 El SEMS (California Government Code § 8607(a)) proporciona una respuesta unificada
8 para todos los elementos del programa de manejo de emergencias de California,
9 incluyendo el manejo de respuesta a emergencias de agencias múltiples y
10 jurisdicciones múltiples. El SEMS consiste de cinco niveles organizacionales que son
11 activados según es necesario: respuesta de campo, gobierno local, área de operación,
12 región, y Estado. Este esquema de administración incorpora el uso del Sistema de
13 Ordenes para Incidentes, acuerdos maestros de asistencia mutua, asistencia mutua de
14 disciplinas específicas existente, el concepto del área de operación, y la coordinación
15 entre agencias.

16 La USCG responde a emergencias costa afuera. De ocurrir un incidente que involucre
17 a la FSRU, se esperaría que la relativamente gran distancia desde la costa permita
18 suficiente tiempo para la notificación y movilización de fuentes de respuesta a
19 emergencias, por ejemplo, soporte adicional de remolque, botes contra incendios, y
20 rescate para personal de la instalación o el carguero.

21 Adicionalmente, se requiere que los puertos de aguas profundas desarrollen y
22 mantengan un manual de emergencia que satisfaga los requerimientos del 33 Código
23 de Regulaciones Federales (CFR), Parte 127, Sub-parte B, "*Waterfront Facilities*
24 *Handling Liquefied Natural Gas*," el cual requiere capacitación inicial con capacitación
25 de actualización por lo menos una vez cada cinco años. Las regulaciones contenidas
26 en 33 CFR Parte 150 imponen requerimientos de auto-inspección en la cual los
27 operadores deben revisar y asegurar la conformidad con los manuales operativos y de
28 emergencia.

29 **4.2.5 Responsabilidades Financieras en Caso de Un Accidente**

30 **4.2.5.1 Responsabilidad Legal por Heridas Personales**

31 El DWP pertenecería y sería operado por la Solicitante. En caso de que se presenten
32 cargos debido a un accidente en el DWP, 33 Código de los Estados Unidos (U.S.C.) §
33 1518(a)(1)-(2) y (b) de la Ley de Puertos de Aguas Profundas (DWPA), señala que las
34 siguientes regulaciones serían "administradas y puestas en práctica de manera
35 obligatoria por los oficiales y las cortes apropiadas de los Estados Unidos":

- 36 • Si la persona herida es un empleado trabajando en el puerto de aguas
37 profundas, tal persona está cubierta por la División 4 del Código Laboral de
38 California, comenzando con § 3200 que se relaciona a las compensaciones de
39 los trabajadores;

- 1 • Si la persona herida es un empleado Federal herido durante el curso del trabajo,
2 tal persona está cubierta por la Ley de Compensación de Empleados Federales
3 (5 U.S.C. Capítulo 81, § 8101);
- 4 • Si la persona herida califica como hombre de mar, la remediación es a través de
5 la Ley Jones (*Admiralt action* - 46 Ap. U.S.C. Capítulo 18, § 688);
- 6 • Si la persona herida no es un empleado ni un hombre de mar, la remediación es
7 a través de la Ley Tort de California.

8 La responsabilidad legal por daños relacionados al ducto costa adentro, como con
9 cualquier accidente del ducto de gas costa adentro, sería también dictaminada por las
10 leyes del Estado de California que se relacionan a la responsabilidad *tort*. Como con
11 cualquier accidente del ducto de gas, en la medida que los daños fueron el resultado de
12 negligencia por parte de la Compañía de Gas del Sur de California (SoCalGas), la
13 responsabilidad legal puede ser considerada por la CPUC como un costo al hacer
14 negocios. Los costos necesarios para cubrir aquella responsabilidad legal serían luego
15 cubiertos por los precios de gas de la utilidad, y la disponibilidad de fondos necesarios
16 para cubrir cualquier daño de ese tipo estaría entonces asegurada. Los costos
17 necesarios para cubrir daños punitivos o responsabilidades legales generadas por
18 gruesa negligencia o mala conducta intencional, sin embargo, no puede
19 necesariamente ser transmitida a los clientes de la utilidad. Los fondos necesarios para
20 cubrir tales costos en ese caso provendrían de los propios medios de la utilidad.

21 El tema de cómo el Proyecto afectaría los precios de los seguros de las partes privadas
22 se encuentra fuera del alcance de este Borrador revisado del EIR (*Revised Draft EIR*).

23 **4.2.5.2 Daño Ambiental**

24 Bajo la Ley Federal, la Ley de Contaminación de Petróleo (OPA) de 1990 (33 U.S.C.
25 Capítulo 40) sería aplicable, pero sólo para los propósitos de un derrame de petróleo.
26 El LNG no es “petróleo” dentro del contexto de la OPA 90. La OPA 90 podría aplicarse
27 a la respuesta a un accidente de barco en la medida que los costos y daños de esa
28 respuesta sean causados por una descarga de petróleo desde los tanques de
29 combustible, sentinas, etc. de un barco, o si el derrame proviene de los tanques de
30 combustible localizados en el DWP u otros navíos relacionados al Proyecto tales como
31 los combustibles de reserva en los botes de suministro. La OPA 90 sería aplicable a los
32 cargadores de LNG y a la FSRU dado la cantidad de combustible que sería
33 almacenada en cada uno. Como el operador de los navíos, se requeriría que BHPB
34 mantenga un plan de emergencia para petróleo de flota (*fleet shipboard oil*)/plan de
35 contingencia para navíos aprobado por la USCG para todos los navíos del Proyecto.

36 La Prevención de Derrames de Petróleo Lempert-Keene-Seastrand y la Ley de
37 Respuesta de 1990 (Capítulo 1246, Estatutos de California de 1990) es una Ley Estatal
38 cuya provisión de responsabilidad legal y financiera dentro del Código del Gobierno de
39 California aplica únicamente a los derrames de petróleo. Las provisiones de la Ley
40 dentro del Código de Recursos Públicos de California que trata del diseño,
41 construcción, operaciones, y mantenimiento se aplica al LNG. El Código de Puertos y

1 Navegación de California impone responsabilidad legal estricta para los daños que se
2 generen por una descarga de gas natural u otras actividades especificadas (California
3 Harbors and Navigation Code § 294). Esto cubriría casi cualquier accidente que ocurre
4 costa afuera y que causa daños, sostenidos por cualquier parte herida, que emerjen o
5 son causados por, la descarga o fuga de gas natural en o sobre las aguas marinas, o
6 cualquier exploración en o sobre las aguas marinas, cualquier instalación costa adentro
7 en la cual haya exploración o extracción, rescate, procesamiento o almacenamiento de
8 gas natural, o cualquier navío costa afuera en el que el gas natural sea transportado,
9 procesado, o almacenado, o cualquier ducto localizado costa afuera en el que gas
10 natural sea transportado.

11 Conforme con la 33 U.S.C. § 1518(b), Ley Tort de California, también sería aplicable
12 bajo la DWPA.

13 **4.2.5.3 Cobertura de Seguros de la Solicitante**

14 Para las partes del Proyecto que serían construidas, que pertenecerían, y que serían
15 operadas por la Solicitante, la Solicitante portaría un seguro contra accidentes para
16 cubrir los costos asociados con los gastos inusuales de la respuesta a las emergencias.
17 La Solicitante es una corporación de Delaware calificada para llevar a cabo negocios
18 en el Estado de California. La corporación cuenta con \$250 millones por ocurrencia
19 como seguro de responsabilidad legal por contaminación, \$500 millones por ocurrencia
20 como seguro de protección e indemnización (para heridas a la tripulación, y
21 responsabilidad legal y contaminación de navíos), y \$750 millones por ocurrencia como
22 seguro de responsabilidad legal extra. Todas estas pólizas están vigentes para la
23 corporación y serían aplicables al Proyecto durante la construcción y operaciones.

24 La posición de la Administración Marítima de los Estados Unidos (MARAD) es que,
25 como materia de política, el Secretario, implementando las provisiones de la DWPA, no
26 requiere ninguna cobertura adicional para reclamos de terceras partes aparte de la
27 actualmente obligatoria según la ley Federal o Estatal. Sin embargo, el estado costero
28 adyacente puede requerir condiciones adicionales que pueden tratar este asunto,
29 conforme a 33 U.S.C. § 1508(b)(1): “Si el Gobernador notifica al Secretario que una
30 solicitud, que de otra manera sería aprobada conforme a este párrafo, no es
31 consistente con los programas Estatales relacionados a la protección del ambiente, uso
32 de la tierra y el agua, y el manejo de la zona costera, el Secretario deberá condicionar
33 la licencia emitida para hacerla consistente con tales programas Estatales.”

34 **4.2.5.4 Financiamiento para los Servicios Locales de Emergencia y** 35 **Recuperación de Costos por Incidentes**

36 Los impuestos corporativos, cargos por franquicias, y otros impuestos que serían
37 pagados por la Solicitante o su representante designado contribuirían al financiamiento
38 de la ciudad y el Condado para los servicios de emergencia proporcionados para los
39 incidentes costa adentro relacionados con el ducto. Los gobiernos locales también
40 tienen la autoridad legal de conducir las acciones para la recuperación de los costos de
41 los incidentes de gran escala que requieren un gasto inusual de recursos. Para los

1 desastres, cada una de las agencias de respuesta local también tiene la opción de
2 solicitar financiamiento Estatal, en base a haber adoptado las prácticas del SEMS para
3 respuestas de agencias múltiples y jurisdicciones múltiples.

4 **4.2.6 Proceso de Análisis del Riesgo a la Seguridad Pública**

5 La Figura 4.2-1 ilustra el proceso utilizado para evaluar los riesgos del Proyecto
6 propuesto:

- 7 • Identificar y evaluar los peligros potenciales;
- 8 • Definir los escenarios para restringir el rango de accidentes potenciales (que
9 resulten tanto de operaciones como de ataques intencionales);
- 10 • Usar modelaciones computacionales de última generación para definir las
11 consecuencias de cada escenario (incluyendo el peor escenario creíble);
- 12 • Comparar los resultados con los umbrales de seguridad existentes y otros
13 criterios; y
- 14 • Poner los resultados a disposición de las personas que toman decisiones y del
15 público, asegurándose que la emisión de la información relevante no genere, a
16 su vez, una amenaza para la seguridad.

17 Ciertos riesgos fueron eliminados de las consideraciones a través de este proceso
18 dado que el potencial para impactar al público no existía. Por ejemplo, los cargueros de
19 LNG no se acercarían más a la costa que a la FSRU y, por tanto, no representarían
20 riesgos o peligros para al público mientras transiten. También, fuegos de ráfaga (*jet*
21 *fires*) (ver Sección 4.2.7.2) sólo podrían ocurrir en el punto de origen de la descarga de
22 LNG, es decir, en la FSRU o el carguero de LNG; por tanto, dado que el público sería
23 excluido del área alrededor de estos navíos, no podría ser afectado.

24 El registro de seguridad ambiental y laboral para las operaciones alrededor del mundo
25 de la Solicitante, incluyendo, por ejemplo, empresas mineras en el extranjero, no fue
26 considerado para evaluar las potenciales preocupaciones sobre seguridad pública en
27 este Proyecto dado que tales operaciones no son directamente comparables con los
28 procesos del Proyecto propuesto. Las heridas a los miembros de la tripulación no están
29 incluidas en el alcance de los análisis bajo la Ley Nacional de Política Ambiental
30 (NEPA) o la Ley de Calidad Ambiental de California (CEQA).

31 Los niveles de riesgo que son “significativos” para los miembros del público pueden ser
32 difíciles de definir y usualmente varían ampliamente, dependiendo de la percepción del
33 público y cuan cerca un Proyecto estaría cerca de los lugares donde un individuo vive,
34 trabaja, y se entretiene. Definiciones para los efectos adversos significativos sobre la
35 seguridad pública —consecuencias que se piensa representan un impacto
36 significativo— fueron desarrolladas en base a los comentarios del sondeo, los análisis
37 de evaluaciones ambientales previas conducidas en California, y mediante las
38 consultas con las agencias líderes.

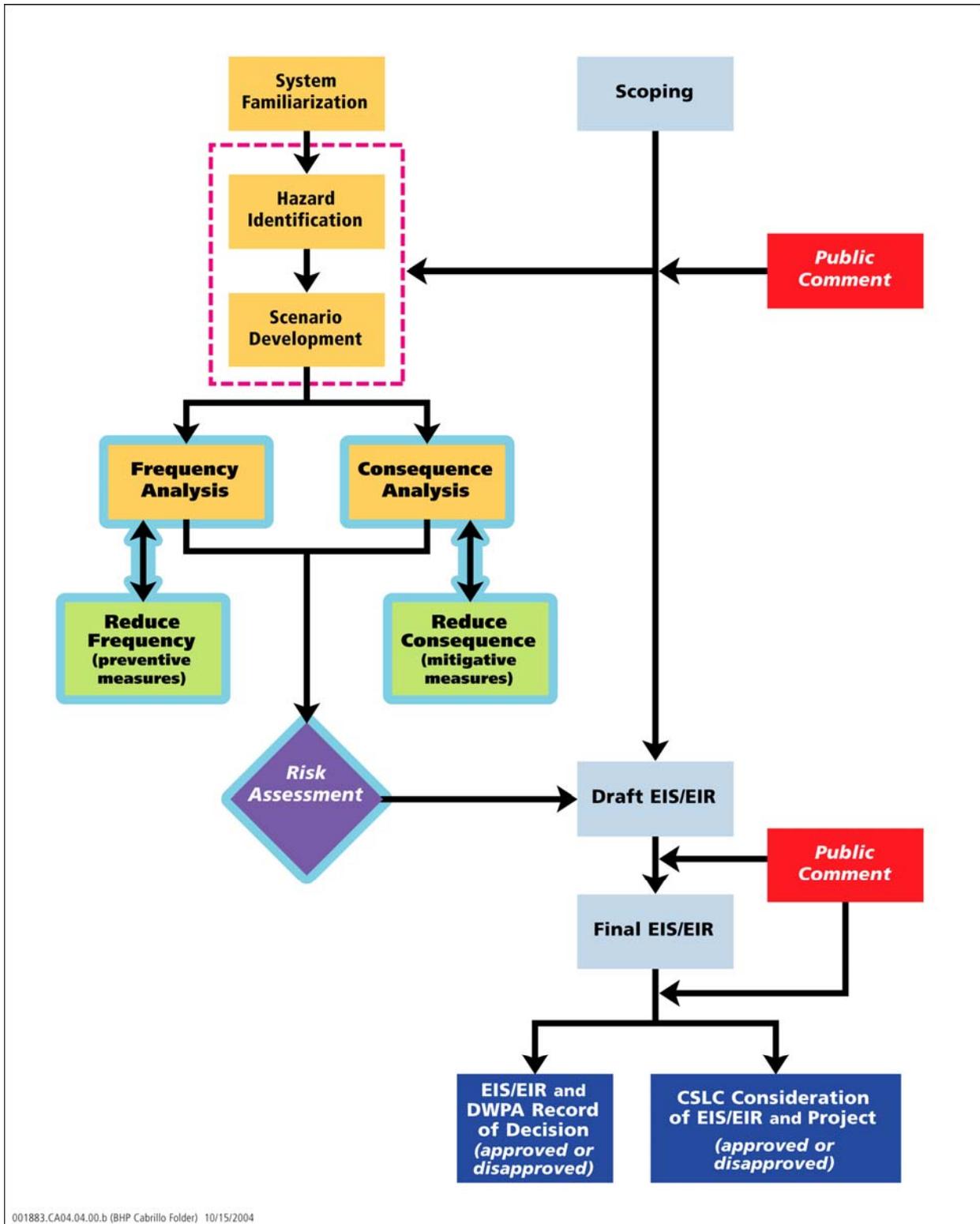


Figure 4.2-1 The Risk Assessment Process

1 4.2.6.1 Análisis de Frecuencia

2 El análisis de frecuencia estima la probabilidad de ocurrencia para cada una de las
3 secuencias del evento que fueron identificadas en los pasos para la identificación de
4 peligros. La probabilidad se puede expresar en términos de frecuencia y probabilidad.
5 La frecuencia es el número esperado de ocurrencias del evento por unidad de tiempo.
6 La probabilidad es la medida de cuán realizable es la ocurrencia de un evento.

7 Los datos de frecuencia pueden ser obtenidos de datos históricos, análisis de árbol de
8 eventos, modelación teórica, evaluación juiciosa, y otras técnicas. Para los incidentes
9 potenciales que involucran descargas de LNG en la FSRU, el análisis del árbol de
10 eventos fue usado dada la consecuencia muy alta y probabilidad baja de ocurrencia de
11 los eventos de interés para las descargas. La IRA incluye estimaciones de las
12 frecuencias para los escenarios que fueron considerados.

13 La frecuencia potencial de colisiones con navíos del Proyecto o la FSRU y miembros
14 del público en naves de ocio, pesca, o otros navíos comerciales o militares se basó en
15 los análisis del tráfico marino local y se discute en la Sección 4.3, "Tráfico Marítimo." La
16 frecuencia potencial de incidentes que involucran ductos costa adentro y costa afuera
17 se estimó en aproximadamente cuatro heridas serias por cada 100,000 millas de ducto
18 por año y aproximadamente una fatalidad por cada 100,000 millas de ducto por año, en
19 base a datos históricos recopilados por la PHMSA OPS. Los datos también
20 proporcionan suficiente información para desarrollar un estimado de la frecuencia
21 potencial por milla de ducto de una herida seria que requiera hospitalización o una
22 fatalidad. El riesgo potencial asociado con estos incidentes no puede ser estimado con
23 confiabilidad debido a las incertidumbres en el número de personas que podría haber
24 en el área en el momento del incidente y a la naturaleza y medida de cualquier herida.

25 La evaluación de riesgos de instalaciones de LNG y gas natural evalúan las frecuencias
26 de los eventos que conducen a un resultado en particular en base al diseño, historia
27 operativa, y datos de incidentes históricos. Las frecuencias no se estimaron para actos
28 intencionales tales como un fuego provocado (*arson*) o sabotaje, pero las
29 consecuencias de tales actos potenciales se consideren como delimitadas dentro de
30 los peores escenarios creíbles, es decir, no serían peores que los escenarios
31 analizados en la IRA.

32 Los blancos potenciales del terrorismo incluyen cualquier lugar o instalación donde la
33 gente se junta y la pérdida de vidas en un ataque sería alta, donde los daños causarían
34 una disrupción significativa en la distribución de los servicios esenciales, o lugares con
35 significado especial. Una esfera representativa de tales posibilidades fue considerada
36 por los expertos que participaron en el seminario sobre seguridad y vulnerabilidad. Un
37 ataque exitoso sobre la FSRU, un carguero de LNG, o los ductos de gas natural
38 submarinos o costa adentro causaría una disrupción temporal en la entrega de gas
39 natural en el Sur de California, pero no se esperaría que cause heridas serias o muerte
40 a grandes cantidades de público sino menos heridas que un ataque exitoso sobre una
41 facilidad sin proteger (blanco blando) donde la gente se junta regularmente, por
42 ejemplo, las tribunas en el estadio local de fútbol o *soccer*. Por esta razón, los

1 participantes en el seminario no lo consideraron ser un blanco tan atractivo como tantos
2 otros blancos más fácilmente accesibles.

3 La frecuencia o probabilidad de un fuego provocado, sabotaje intencional, o un ataque
4 intencional no puede ser estimada confiablemente. Sin embargo, se espera que las
5 consecuencias de un ataque intencional sobre un carguero de LNG o sobre la FSRU y
6 sus ductos asociados estén delimitadas por los análisis del peor escenario posible, el
7 cual fue definido y evaluado sin tomar en cuenta la probabilidad de ninguna secuencia
8 de eventos que conduzca a la real ocurrencia de este evento. Por tanto, no serían
9 peores que los escenarios analizados en la IRA. La planificación para los eventos
10 mencionados arriba y las acciones específicas de intervención está sujeta a la
11 confidencialidad de la seguridad nacional y no se trata en este documento.

12 **4.2.6.2 Comparación de los Riesgos del Proyecto con Otros Riesgos de** 13 **Transporte**

14 Estimaciones conservadoras de las frecuencias de los incidentes con impactos
15 significativos sobre la seguridad pública y que involucran colisiones marinas o el peor
16 escenario creíble de descargas de LNG desde la FSRU se presentan en la IRA y
17 comprenden probabilidades desde la poco probable (rara) hasta la extremadamente
18 baja. Para proporcionar un contexto de evaluación, la Tabla 4.2-4 muestra los riesgos
19 asociados con otros tipos de incidentes de transporte.

Table 4.2-4 Comparison of Transportation Risks

Type	5-Year Average	General Population Risk Per Year	Risk Based on Exposure or Other Measures
Motor vehicle	41,616	1 in 6,300	1.7 deaths per 100 million vehicle miles.
Large trucks ^a	5,195	1 in 51,000	2.8 deaths per 100 million vehicle miles.
Motorcycles	2,222	1 in 119,000	22 deaths per 100 million vehicle miles.
Railway	1,096	1 in 242,000	1.6 deaths per million train miles.
Bicycles	795	1 in 333,000	---
Commercial air carriers ^b	169	1 in 1,568,000	0.7 deaths per 100 million aircraft miles; 0.19 deaths per million aircraft departures.

Source:

A Comparison of Risk, U.S. Department of Transportation, <http://hazmat.dot.gov/riskcompare.htm>

Notes:

^aDefined as having a gross vehicle weight greater than 10,000 pounds.

^bIncludes large and commuter airlines.

20 **4.2.7 FSRU y Cargueros de LNG**

21 El proyecto propuesto involucra el transporte y almacenamiento de LNG, el cual sería
22 transportado desde cargueros de LNG hasta tres tanques esféricos de tipo Moss en la
23 FSRU. El LNG sería convertido a gas natural de calidad de ducto y olorizado en la
24 FSRU previo a su transporte a la orilla vía dos ductos submarinos. El dotar de olor al
25 gas aseguraría que cualquier fuga de gas de los ductos sea fácilmente detectable por
26 la gente con un sentido del olfato normal. Una vez costa adentro, la concentración

1 odorante en el gas sería monitoreada, y odorantes adicionales serían agregados, de
2 ser necesario, antes de que el gas fluya dentro del sistema de transmisión de gas por
3 ducto costa adentro, perteneciente y operado por SoCalGas. Los riesgos asociados
4 con el LNG y el gas natural se describen abajo.

5 **4.2.7.1 Propiedades y Peligros del LNG**

6 Cuando el gas natural se enfría a una temperatura de -260 grados Fahrenheit (°F) (-
7 162 grados Celsius [°C]), éste cambia de estado gaseoso a un líquido claro, incoloro, lo
8 cual reduce su volumen en un factor de 600 y hace posible el almacenamiento eficiente
9 y el transporte de grandes cantidades de este combustible en tanques esféricos y
10 embarcaciones tanque especialmente diseñados. El LNG no se almacena bajo presión;
11 los tanques de almacenamiento funcionan básicamente a presión atmosférica, pero
12 están aislados fuertemente para mantener el LNG frío. Los tres peligros principales que
13 presenta el LNG son inflamabilidad, dispersión, y temperaturas criogénicas. (NASFM
14 2005).

15 **Inflamabilidad**

16 El LNG se compone principalmente, en un 85 a 96 por ciento, de metano con otros
17 componentes hidrocarburos ligeros tales como propano, etano, y butano. LNG es
18 inflamable en su fase de vapor en un rango de concentración de 15 por ciento (15 por
19 ciento metano, 85 por ciento aire) a 5 por ciento (5 por ciento metano, 95 por ciento
20 oxígeno), y la temperatura de ignición en su concentración inflamable es de
21 aproximadamente 1,004 °F (540 °C).

22 **Peligros de Dispersión**

23 El metano es un gas inflamable y sin olor y, aunque no es tóxico, puede actuar como
24 un asfixiante cuando desplaza al oxígeno en un espacio confinado. El LNG típicamente
25 se almacena a una presión bajo, es decir, menos de 5 libras por pulgada cuadrada
26 *gauge* (psig) (3,500 kilogramos por metro cuadrado [kg/m²]), en contenedores bien
27 aislados. El calor causará que el líquido hierva, y la remoción del gas hervido (*boil-off*
28 *gas*) ayuda a mantener al LNG en su estado líquido –un fenómeno conocido como
29 “auto-refrigeración.” La densidad del LNG es 3.9 libras (1.8 kg) por galón (0.004 metros
30 cúbicos [m³]), la cual es aproximadamente la mitad que aquella del agua.

31 Si LNG es derramado en el suelo, hervirá rápidamente primero, luego más lentamente
32 conforme el suelo se enfría. Si es derramado sobre agua, flotará y se vaporizará muy
33 rápidamente dado que la temperatura del agua es considerablemente más cálida que la
34 del LNG. La nube de vapor resultante es muy fría y densa, y bastante visible dado que
35 condensa el agua del aire. Si no hay fuente de ignición, la nube de vapor se extiende
36 lateralmente en torno al suelo. Conforme la nube de vapor se vuelva más cálida que -
37 256 °F (-160 °C) y se mezcla con el aire, la nube de vapor expansiva puede no ser
38 visible. A medida que el vapor continúa dispersándose, la nube eventualmente se
39 volverá neutralmente flotante. Una nube de gas natural puede ser sujeta a ignición; sin
40 embargo, no se ha mostrado que explote si no está confinada. El LNG en sí no se

1 quemará ni explotará; debe ser calentado a su estado gaseoso y mezclado con aire en
2 la concentración adecuada para permitir que la combustión ocurra.

3 **Riesgos Criogénicos**

4 Contacto con material criogénico puede causar daño severo a la piel y los ojos.
5 También puede causar que metales ordinarios se vuelvan rompibles, lo cual les
6 permitiría fracturarse. Por tanto, las operaciones criogénicas requieren contenedores y
7 tuberías especializadas. LNG es típicamente almacenado en contenedores de metal
8 compuestos de 9 por ciento de níquel, acero o aluminio, y es transportado a través de
9 tubos de acero inoxidable que son capaces de sostener materiales a muy bajas
10 temperaturas. El aislante se usa en los tanques de almacenamiento y tuberías para
11 proteger a los trabajadores de las potenciales quemaduras ocasionadas por el contacto
12 con materiales congelados.

13 **4.2.7.2 Escenarios Relacionados a los Riesgos del LNG**

14 Los individuos que planean y responden se preparan para las emergencias
15 considerando el riesgo probable de que algo pueda salir mal y, si esto ocurre,
16 consideran las respuestas apropiadas y el resultado que debería ser obtenido. Con
17 respecto al LNG, hay cuatro escenarios generales relacionados al riesgo: (1) fuego, (2)
18 explosión de la nube de vapor, (3) efectos criogénicos, y (4) rápida transición de fase
19 (NASFM 2005).

20 **Fuego**

21 El LNG retorna rápidamente a su fase de vapor (gas natural) cuando absorbe calor de
22 la superficie sobre la cual es derramado. Inicialmente, este vapor es más pesado que el
23 aire y formará una nube sobre la superficie; conforme el vapor se calienta más, flota
24 más, y en ese momento se levanta y se dispersa. Cuando la concentración de vapor de
25 gas natural en el aire se encuentra entre 5 y 15 por ciento y una fuente de ignición está
26 presente, este se quemará. El LNG presenta tres riesgos escenarios potenciales de
27 riesgo de fuego: fuego de colección/charco, fuego de ráfaga, y fuego de nube de vapor.

28 • **Fuego de una Colección/Charco de LNG.** El LNG derramado puede formar
29 una colección/charco líquida de la cual se forma gas natural vía evaporación.
30 Conforme el vapor se dispersa y alcanza su rango de inflamabilidad, si una
31 fuente de ignición se encuentra, los vapores se encenderán y viajarán de vuelta
32 a su origen, teniendo como resultado una colección/charco de LNG. Si la
33 colección/charco se forma dentro de un área confinada, el fuego permanecerá
34 contenido y continuará quemándose hasta que el combustible sea consumido. Si
35 el derrame ocurre fuera de un área confinada, por ejemplo, en el suelo o en el
36 agua, la colección/charco ardiente se encuentra libre para fluir de acuerdo con la
37 topografía o con los vientos y corrientes.

38 • **Fuego de Ráfaga.** Si el LNG en los tanques de almacenamiento es descargado,
39 el material descargado a través del agujero formará una ráfaga de gas. Si este
40 material encuentra una fuente de ignición mientras se encuentra en su rango de

1 inflamabilidad, un fuego de ráfaga puede tener lugar. Este tipo de fuego es
 2 improbable para un tanque de almacenamiento de LNG dado que el material no
 3 se almacena bajo presión. Sin embargo, los fuegos de ráfaga pueden ocurrir en
 4 vaporizadores presurizados o durante las operaciones de desembarco o
 5 transferencia de LNG cuando las presiones son aumentadas por el bombeo. Un
 6 fuego que ocurre bajo este escenario podría causar daño severo, pero estaría
 7 confinado a un área local y sería limitado por los sistemas de seguridad abordo;
 8 por tanto, dado que este tipo de fuego no afectaría al público general, los fuegos
 9 de ráfaga no se discuten más.

- 10 • **Fuego de Nube de Vapor (Flash).** Cuando el LNG se descarga en la atmósfera,
 11 una nube de vapor se forma y se dispersa mediante la mezcla con el aire. Si la
 12 nube de vapor se enciende antes de ser diluida por debajo de su límite de
 13 inflamabilidad, un fuego flash puede ocurrir. El encendido puede ocurrir sólo
 14 dentro de la porción de la nube de vapor que tiene una concentración dentro del
 15 rango de inflamabilidad definido arriba. La nube entera no se encendería al
 16 mismo tiempo. Sin embargo, un fuego flash puede quemar la ruta de regreso al
 17 punto de descarga y resultar en un fuego de colección/charco o en un fuego de
 18 ráfaga, pero no generará excesos de presión dañinos siempre y cuando esté
 19 confinado.

20 La Tabla 4.2-5 presenta un rango de valores para la radiación termal que podría
 21 esperarse que cause daños o heridas a la gente o propiedad expuesta. Para fines de
 22 comparación, la constante solar es 1.35 kW/m^2 .

Table 4.2-5 Common, Approximate Thermal Radiation Damage Levels

Incident Heat Flux (kW/m^2) ^a	Type of Damage
35 – 37.5	Damage to process equipment including steel tanks, chemical process equipment, or machinery
25	Minimum energy to ignite wood at indefinitely long exposure without a flame
18 – 20	Exposed plastic cable insulation degrades
12.5 – 15	Minimum energy to ignite wood with a flame; melts plastic tubing
5	Permissible level for emergency operations lasting several minutes with appropriate clothing

Source: Sandia 2004.

Note:

^aBased on an average 10 minute exposure time.

23 Sandia ha señalado que 5 kW/m^2 es comúnmente considerado como el nivel flujo de
 24 calor apropiado para la seguridad y salud humana (Sandia 2004). Esto se basa en
 25 tanto el tiempo de exposición como en los niveles de daño. El estándar para la
 26 Asociación Nacional de Protección contra el Fuego para la producción,
 27 almacenamiento, y manejo del LNG (Estándar 59A) recomendando que un flujo de calor
 28 incidente con un valor de 5 kW/m^2 sea el nivel de diseño que no debería ser excedido

1 en la línea de la propiedad o donde las personas se juntan. La IRA adoptó los niveles
2 de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego.

3 **Explosión de una Nube de Vapor**

4 Si una nube de vapor de LNG con concentraciones en el rango inflamable ocurre en un
5 área confinada, por ejemplo, dentro de un compartimiento de la FSRU o del carguero
6 de LNG, y es encendida, podrían tener lugar excesos de presión dañinos. Una
7 explosión que ocurra bajo este escenario podría causar daño severo, pero estaría
8 confinada al área local; por tanto, dado que este tipo de fuego no afectaría al público
9 general, las explosiones de nubes de vapor no se discuten más.

10 **Efectos Criogénicos**

11 Los contenedores de LNG están contruidos con materiales de alta calidad. Los
12 cargueros de LNG están diseñados para prevenir que el LNG entre en contacto con la
13 cubierta exterior del contenedor o con el casco del carguero. Las reglas internacionales
14 de diseño de barcos requieren que las áreas donde puede ocurrir una fuga de un
15 contenedor de almacenamiento de LNG sean diseñadas para entrar en contacto con un
16 líquido criogénico.

17 **Rápida Transición de Fase (RPT)**

18 Este término describe un fenómeno que ocurre cuando el LNG se derrama sobre el
19 agua, y da lugar a una transición de la fase líquida a la fase de vapor casi simultánea
20 con un rápido incremento en presión asociado. RPT puede generar dos tipos de
21 efectos: (1) un exceso de presión localizado generado por el rápido cambio de fase, y
22 (2) la dispersión de un “soplo” de LNG emitido a la atmósfera. Este fenómeno sólo ha
23 sido observado en experimentos y no ha generado ningún tipo de incidente conocido
24 que involucre el transporte de LNG.

25 **Extensión de la Colección/Charco a partir de un Derrame sobre el Agua**

26 Si el LNG es descargado, por ejemplo, debido a una ruptura o agujero en el tanque de
27 almacenamiento tipo Moss en la FSRU o un tanque de almacenamiento en un carguero
28 del LNG, varias cosas pueden ocurrir:

- 29 • Parte del LNG inmediatamente cambiaría de la fase líquida a la fase de gas en
30 contacto con aire marino cálido, generando excesos de presión de RPT en el
31 tanque cercano.
- 32 • Parte del LNG fluiría fuera del tanque como una corriente líquida y caería en la
33 superficie del agua, extendiéndose para formar una colección/charco líquida de
34 LNG en la superficie del mar. Intermitentes excesos de presión de RPT se
35 esperarían bajo la superficie, lo cual también generaría bajo el agua ondas
36 acústicas por la fuerza de la explosión.

- 1 • RPTs intermitentes ocurrirían conforme la acción de las olas expone al LNG frío
2 a los cúmulos de agua más cálida, y se generarían bajo el agua ondas acústicas
3 por la fuerza de explosión.
- 4 • La evaporación de la colección/charco líquida de LNG empezaría
5 inmediatamente, formando una nube fría y densa de gas natural en la superficie
6 del agua como una neblina baja.

7 Estos procesos físicos serían aplicables para un agujero o hueco en el tanque de
8 almacenamiento medio a bordo de la FSRU y para un agujero o hueco en el tanque
9 carguero de LNG. Si la nube de gas natural se encendiera poco después del comienzo
10 de la descarga de LNG, una “colección/charco de fuego” como la descrita arriba se
11 generaría. Los procesos físicos asociados con la evaporación y dispersión continua de
12 la nube de gas, las cuales son importantes si el encendido se retrasa sustancialmente o
13 no ocurre nunca, se discuten abajo.

14 **Evaporación y Dispersión de una Colección/Charco de LNG sobre el Agua**

15 Si la nube de LNG evaporado, es decir, gas natural, no encuentra una fuente de
16 ignición poco después del comienzo de la descarga (la “rapidez” depende de un
17 número de factores, pero sería en términos de minutos, no segundos ni horas), la nube
18 de vapor podría continuar expandiéndose y alejándose del punto de descarga. Los
19 eventos que se presume que ocurren están basados en evidencia anecdótica de
20 testigos de pequeños derrames de LNG en el agua y en las propiedades físicas del
21 LNG y del gas natural:

- 22 • El LNG en la colección/charco continuaría convirtiéndose, por medio de la
23 evaporación, en una nube de vapor fría y densa a medida que se calienta;
- 24 • A medida que la nube de vapor se calienta, se volvería menos densa e
25 incrementalmente más flotante y comenzaría a elevarse;
- 26 • La nube de vapor continuaría expandiéndose y moviéndose viento abajo a una
27 velocidad que dependería de la velocidad y dirección del viento, así como
28 también del perfil del viento; y
- 29 • La colección/charco de LNG podría continuar extendiéndose, adelgazándose, o
30 fragmentándose debido a los efectos de las olas, el viento, y las corrientes.

31 **4.2.7.3 Regulaciones Relacionadas a la FSRU y a los Cargueros de LNG**

32 La USCG es responsable por la puesta en práctica obligatoria de todas las leyes y
33 regulaciones en los navíos con bandera de los Estados Unidos en alta mar y en todos
34 los navíos dentro de las aguas de los Estados Unidos, lo cual incluye todas las
35 actividades del Proyecto propuesto con excepción de la construcción extranjera y la
36 porción en alta mar del remolque de la FSRU al propuesto Puerto de Cabrillo. La FSRU
37 estaría permanentemente amarrada a aproximadamente 12.01 NM (13.83 millas o
38 22.25 km) fuera de la costa de California. Por tanto, todos los navíos amarrados ahí,
39 que declaren su intención de amarrarse ahí, o transfiriendo cualquier cosa hacia o

1 desde la FSRU estarían sujetos al abordaje y control por parte de la USCG. La USCG
2 pone en práctica de manera obligatoria las zonas de seguridad, manteniendo a los
3 navíos sin autorización fuera de tales zonas en la medida que los recursos de la USCG
4 lo permiten. El ejército de los Estados Unidos (incluyendo la USCG) también está
5 permitida de llevar a cabo las acciones necesarias para la protección de los ciudadanos
6 de los Estados Unidos y la propiedad de actos hostiles.

7 Tras los eventos del 9/11, la Organización Marítima Internacional (IMO) agregó la
8 Sección 11-2 al tratado de Seguridad de la Vida en el Mar (SOLAS). Entre las muchas
9 nuevas medidas de seguridad se encuentra el requerimiento de que ciertos navíos
10 porten Sistemas de Identificación Automática (AIS). Un AIS es un transmisor en base a
11 radar (*radar transponder*) que proporciona el nombre, ubicación, destino, velocidad,
12 cargamento, y otra información sobre el navío cuando es alcanzado por un pulso de
13 radar. Esta información también es de gran ayuda para evitar colisiones. La Solicitante
14 ha indicado que cada uno de los cargueros de LNG y la FSRU serán equipados con
15 AIS.

16 **Puerto de Aguas Profundas – Estándares de Diseño y Seguridad**

17 La División de Estándares de los Puertos de Aguas Profundas de la USCG es
18 responsable por el desarrollo y mantenimiento de las regulaciones y estándares para
19 las instalaciones fijas y flotantes costa afuera que estén involucradas en la importación
20 de petróleo y gas en aguas Federales. Adicionalmente al diseño de los estándares de
21 seguridad, la División de Estándares de los Puertos de Aguas Profundas es
22 responsable por los asuntos relacionados a la revisión de licencias.

23 La primera prioridad de MARAD y de la USCG bajo la DWPA es asegurar que las
24 importaciones de LNG a los Estados Unidos sean acomodadas de manera segura. La
25 flota mundial de LNG ha operado por muchos años bajo la regulación de la USCG y
26 otros organismos internacionales de regulación. La MARAD y la USCG creen que estas
27 regulaciones son suficientes para asegurar la seguridad continua de las operaciones de
28 los navíos de LNG en el futuro. La División de Instalaciones Marítimas de la CSLC
29 también planea desarrollar pautas y criterios de diseño adicionales para las terminales
30 de LNG en el curso de los meses venideros.

31 La USCG establece los niveles de desempeño que todos los puertos de aguas
32 profundas deben mantener. En este momento, la USCG no está preparada para
33 incorporar los estándares industriales a la regulación dado que, con los rápidos
34 avances en la tecnología, nuevas regulaciones podrían retrasarse y las regulaciones
35 existentes podrían no ser totalmente aplicables a las innovaciones. La USCG está
36 identificando los estándares apropiados para todas las aplicaciones en el sistema
37 concurrentemente con la aplicación del proceso de revisión. La USCG se ha
38 comprometido a trabajar con la CSLC y considerar cualquier criterio de diseño que
39 podría ser apropiado. Los criterios Federales aplicables a los navíos que transportan
40 materiales peligrosos, incluyendo LNG, están comprendidos en 33 CFR Sub-parte NN
41 (Partes 151 a 159), y los criterios para la seguridad de la navegación están en 33 CFR
42 Sub-parte O (Partes 160 a 169) y Sub-parte P (Partes 173 a 187). Las regulaciones e

1 impactos asociados con el transporte de navíos se discute en la Sección 4.3, “Tráfico
2 Marítimo.”

3 **Puerto de Aguas Profundas – Medidas Operacionales para la Prevención de** 4 **Descargas Accidentales**

5 Adicionalmente a los estrictos estándares de diseño y construcción, la FSRU y los
6 cargueros de LNG estarían sujetos a los requerimientos de seguridad operativa
7 comprendidos en la DWPA. Los criterios actuales de ubicación y los criterios de diseño,
8 construcción y operación aplicables a la porción de DWP del Proyecto están
9 comprendidos en una norma temporal ínterin emitida por la USCG el 6 de enero de
10 2004 (69 Registro Federal [FR] 724), la cual modificó 33 CFR Partes 148 a 150, Sub-
11 capítulo NN para incluir requerimientos específicos para las instalaciones de LNG.
12 Estos requerimientos incluyen medidas relacionadas a la capacitación, desarrollo de
13 procedimientos operacionales formales, e inspecciones.

14 Los requerimientos de capacitación para las tripulaciones de los cargueros de LNG se
15 especifican en la Convención IMO de Capacitación, Certificación, y Vigilancia de los
16 Hombres de Mar, y aquellos para la FSRU se detallan en 33 CFR Parte 150. Una
17 amplia variedad de capacitación se incluye para ambos, incluyendo la lucha contra
18 incendios marítimos, supervivencia en el agua, respuestas y limpieza de derrames,
19 procedimientos médicos de emergencia, procedimientos de materiales peligrosos,
20 entrada a espacios confinados, y capacitación en procedimientos operacionales.

21 Los requerimientos de capacitación aplican igualmente a los navíos y tripulación de los
22 Estados Unidos y a aquellos con banderas extranjeras. Ninguna agencia Federal de los
23 Estados Unidos tiene la autoridad bajo la DWPA para ordenar que los cargueros de
24 LNG llamados a la FSRU o a cualquier otro puerto de aguas profundas de los Estados
25 Unidos porte la bandera de los Estados Unidos o sea tripulado únicamente por
26 ciudadanos de los Estados Unidos. Sin embargo, la MARAD promueve el empleo de
27 ciudadanos de los Estados Unidos a través del Proyecto.

28 Bajo autoridad estatutaria separada, la MARAD educa y capacita a futuros oficiales de
29 la marina mercante para varias oportunidades de empleo dentro de la industria marina.
30 La MARAD opera la Academia de Marina Mercante de los Estados Unidos y
31 proporciona soporte financiero a seis academias marítimas estatales, incluyendo la
32 Academia Marítima de la Universidad Estatal de California en Vallejo. Las siete
33 academias marítimas han indicado un gran interés en expandir su currículo para incluir
34 cursos enfocados en las demandas únicas del comercio de LNG.

35 Se requeriría que tanto la FSRU como los cargueros de LNG tengan un manual de
36 operaciones formal de la instalación y que cubra una extensa gama de prácticas
37 operacionales y procedimientos de emergencia. La IMO requiere que los cargueros de
38 LNG satisfagan el Código de Administración Internacional de la Seguridad (ISM), el
39 cual trata cómo responder a situaciones de emergencia tales como fuego y descargas
40 de LNG. Los procedimientos de los cargueros del LNG con respecto a la navegación,
41 respuesta a la contaminación y algunas emergencias también sería cubierto en el

1 manual de operaciones del DWP, el cual trataría todos los aspectos de las operaciones
2 de la FSRU. El contenido mínimo del manual se detalla en 33 CFR Parte 150. Se
3 puede requerir que este manual sea extremadamente detallado y específico, y que
4 cubra cada contingencia concebible así como también operaciones normales. El
5 manual de operaciones debe satisfacer todos los requerimientos expuestos por la
6 USCG y ser aprobado por esa organización antes que las operaciones de la FSRU
7 puedan comenzar.

8 Para el proyecto propuesto, la USCG tiene la autoridad y jurisdicción de realizar
9 inspecciones de los navíos de Proyecto en aguas de los EEUU o en alta mar luego que
10 un navío indique su intención de amarrarse al DWP. Inspecciones adicionales pueden
11 ser llevadas a cabo en cargueros de LNG por parte de los estados cuya bandera
12 portan, por sociedades de clasificación, y por los propietarios. Conforme a 33 CFR
13 Parte 150, la USCG también puede inspeccionar la FSRU en cualquier momento, con o
14 sin aviso, por seguridad y cumplimiento con las leyes y regulaciones de los Estados
15 Unidos que son aplicables.

16 33 CFR Parte 150 ordena que el dueño u operador de la FSRU la inspeccione cada 12
17 meses para garantizar su completo cumplimiento de todas las leyes y regulaciones de
18 seguridad aplicables. Los resultados tendrían que ser reportados al Capitán del Puerto
19 (COTP) de la USCG en los 30 días siguientes al término de la inspección y su precisión
20 podría ser verificada por una inspección de la USCG en cualquier momento. Este
21 reporte también incluiría descripciones de cualquier falla y el alcance de las
22 reparaciones realizadas subsecuentemente. Se requeriría que se reporte también al
23 COTP la certificación de cualquier sociedad de clasificación o certificado de clase
24 ínterin.

25 **Seguridad del Carguero de LNG**

26 Los Requerimientos de Seguridad Marina del Apéndice C3 de este documento detallan
27 las medidas operacionales de la USCG aplicables a la seguridad del Proyecto y
28 brevemente describen las acciones que la USCG conduciría para asegurar la seguridad
29 de los cargueros de LNG y las medidas que el Capitán de Puertos de Los
30 Ángeles/Long Beach tendría que tomar. El Capitán de Puertos de Los Ángeles/Long
31 Beach usaría las pautas de seguridad existentes al momento en que el puerto
32 comience sus operaciones para determinar cuándo, dónde, o si es que los cargueros
33 de LNG serían abordados o escoltados. La USCG por su cuenta es responsable por la
34 seguridad de los cargueros LNG y no anticipa usar fuerzas de la ley Estatales o locales.

35 La USCG ha establecido provisiones especiales de seguridad para los navíos de LNG
36 derivadas de un análisis "convencional" de los riesgos de seguridad de navegación,
37 tales como el encallado, colusiones, propulsión, y fallas en el sistema de dirección.
38 Estas precauciones previas al 9/11 son conducidas bajo la autoridad de los estatutos
39 de seguridad portuaria, tales como la Ley Magnuson (50 U.S.C. 191 et seq.) y la Ley de
40 Seguridad de Puertos y Canales, tal como se han modificado. Estas precauciones
41 incluyen medidas tales como los controles especiales de tráfico de navíos que son
42 implementados cuando un navío de LNG transita el puerto o sus alrededores; zonas de

1 seguridad alrededor de los navíos para evitar que otros navíos se acerquen; escoltas
2 de la nave de patrulla de la USCG; y, como lo demanden las condiciones locales,
3 coordinación con otras agencias Federales, Estatales, o locales de transportación,
4 cumplimiento de la ley y/o de manejo de emergencias para reducir los riesgos o
5 minimizar la interferencia de otra infraestructura o actividades en el área portuaria.

6 Desde el 11 de septiembre de 2001, medidas adicionales de seguridad han sido
7 implementadas, incluyendo el requerimiento de que todos los llamados de navíos en
8 los Estados Unidos deben avisar de su arribo a la USCG con 96 horas de anticipación
9 (33 CFR § 160.212); esto fue aumentado de 24 horas de notificación previa antes del
10 9/11. Esta notificación incluye información sobre los últimos puertos de contacto,
11 identidades de la tripulación, e información del cargamento del navío. La USCG ahora
12 hace sujeto a los navíos de LNG de abordajes en mar, en los cuales personal de la
13 USCG conducen “barridas de seguridad” especiales de los navíos para asegurar que el
14 “control positivo” del navío se mantiene hasta su tránsito al puerto. Esta es una adición
15 a los abordajes orientados a la seguridad descritos previamente.

16 Uno de los desarrollos más importantes de la seguridad marítima posterior al 9/11 ha
17 sido la aprobación de la Ley de Seguridad de Transporte Marítimo de 2002 (MTSA).
18 Bajo la autoridad de la MTSA, la USCG desarrolló un nuevo y amplio cuerpo de
19 medidas de seguridad aplicables a los navíos, instalaciones marinas, y personal
20 marítimo. El régimen de seguridad marítima y doméstica de la USCG está
21 estrechamente alineado con el Código Internacional de Barcos e Instalaciones
22 Portuarias (ISPS). Bajo el Código ISPS, los navíos en servicio internacional, incluyendo
23 los navíos de LNG, deben tener un Certificado Internacional de Seguridad para Barcos
24 (ISSC). Para recibir un ISSC por parte del estado de su bandera, el navío debe
25 desarrollar e implementar un plan de seguridad para escaladas de amenaza que, entre
26 otras cosas, establezca medidas de control del acceso, medidas de seguridad para el
27 manejo del cargamento y la entrega de suministros de los barcos, vigilancia y
28 monitoreo, comunicaciones de seguridad, procedimientos para los incidentes de
29 seguridad, y requerimientos de capacitación y entrenamiento. El plan también debe
30 identificar un Oficial de Seguridad del Barco que sea responsable de asegurar el
31 cumplimiento del plan de seguridad del barco. La USCG se asegura que se ponga en
32 práctica de manera rigurosa este requisito internacional evaluando los cumplimientos
33 de seguridad como parte de su programa de control de puertos estatal vigente.

34 Una medida de seguridad adicional que probablemente esté en efecto es que cada
35 carguero de LNG tenga una zona de exclusión a su alrededor. Por ejemplo, cargueros
36 similares transitando los Puertos de Los Ángeles y Long Beach tienen una zona de
37 exclusión de 1,000 yardas (914 m) adelante y 500 yardas (457 m) a los lados y detrás
38 de un carguero de gas licuado peligroso en movimiento.

39 Las principales leyes, requisitos reglamentarios, y planes aplicables al FSRU y a los
40 cargueros de LNG se presentan en la Tabla 4.2-6. Un número de estas regulaciones de
41 tráfico marítimo también se discuten en la Sección 4.3, “Tráfico Marítimo.” Una
42 discusión detallada también se proporciona en los Requerimientos de Seguridad
43 Marina, los cuales se incluyen en el Apéndice C3 de este documento.

Table 4.2-6 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Public Safety Regarding the FSRU and LNG Carriers

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
International	
International Safety Management Code	<ul style="list-style-type: none"> • Applicable to LNG carriers. • Section 1.2.2.2 establishes safeguards against all identified risks. • Section 1.4.5 identifies procedures to prepare for and respond to emergency situations.
Federal¹	
Deepwater Port Act (DWPA), as amended, 33 U.S.C. § 1501 et seq. - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Establishes the regulatory regime for the location, ownership, construction, and operation of deepwater ports beyond the State's seaward boundary.
33 CFR Part 96, Rules for the Safe Operation of Vessels and Safety Management Systems - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Applicable to LNG carriers. • 33 CFR § 96.240(e) states that the functional requirements of a safety management system must include procedures to prepare for and respond to emergency situations by shore side and shipboard personnel. • 33 CFR § 96.250(h) states that emergency preparedness procedures must (1) Identify, describe and direct response to potential emergency shipboard situations; (2) Set up programs for drills and exercises to prepare for emergency actions; and (3) Make sure that the company's organization can respond at anytime, to hazards, accidents and emergency situations involving their vessel(s).
33 CFR Parts 104-105 - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Requires vessel owners or operators to develop and submit a vessel security plan to the USCG. The format and requirements for the plan are specified in the regulations. • Requires the owner or operator of facilities that receive more than 150 passengers or more than 100 gross tons of cargo that supports the production, exploration, or development of oil and natural gas to adhere to facility security requirements specified in these regulations; conduct a facility security assessment; and develop and implement a facility security plan.
33 CFR Part 150 - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Describes requirements for DWP operations. • Subpart A: describes requirements for operations manuals, facility spill response plans. • Subpart B: describes requirements for inspections and notifications upon receipt of classification society certifications. • Subpart C: describes port personnel qualifications and training. • Subpart D: describes requirements for radar surveillance, tanker advisories, vessel operation within the safety zone, emergency actions. • Subpart E: describes requirements for cargo transfer operations.

¹ The US EPA has determined that Clean Air Act (CAA) Section 112(r), Risk Management Program 40 CFR Part 68 is not applicable.

Table 4.2-6 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Public Safety Regarding the FSRU and LNG Carriers

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
	<ul style="list-style-type: none"> • Subpart F: describes inspection, maintenance, and repair requirements for emergency equipment. • Subpart G: specifies workplace safety and health requirements. • Subpart H: specifies requirements for lights and sound signals as aids to navigation. • Subpart I: specifies requirements for reporting casualties, problems with navigation aids, pollution incidents, sabotage or subversive activity, and recordkeeping. • Subpart J: describes how Safety Zones, No Anchoring Areas, and Areas to be Avoided are defined and how notice may be provided to mariners.
33 CFR Part 148, Subparts A and G - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Prescribes requirements for activities involved in site evaluation and pre-construction testing at potential locations that may pose a threat to human health or welfare. • Defines how the DWPA interacts with other Federal and State laws; requires construction plan to incorporate best available technology and industry practices. Defines general design, construction, and operational criteria for deepwater ports.
33 CFR Part 149, Subparts A, B, D, E, and F - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Describes the process for submitting alterations and modifications affecting the design and construction of a deepwater port. • Defines pollution prevention requirements for discharge containment, valves, monitoring and alarm systems, and communications equipment. • Defines minimum requirements for firefighting equipment, detection, and alarm systems. • Prescribes requirements for lighting, marking, and sound signal aids to navigation. • Prescribes requirements for construction and design standards and specifications for safety-related equipment and systems.
46 CFR Part 38 - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Specifies design and construction requirements for the transportation of liquefied or compressed gases whose primary hazard is one of flammability.
46 CFR Part 153 - USCG	<ul style="list-style-type: none"> • Specifies the design and construction requirements for ships transporting and storing bulk liquid, liquefied gas, or compressed gas hazardous materials.
Federal Coastal Zone Management Act Section 307(c)(3)(A) - California Coastal Commission (CCC)	<ul style="list-style-type: none"> • Requires protection against the spillage of crude oil, gas, petroleum, products, or hazardous substances in relation to any development or transportation of such materials. • Requires provision of effective containment and cleanup facilities and procedures for accidental spills that do occur.
State	
- CSLC	<ul style="list-style-type: none"> • Provides technical assistance to the USCG in developing design criteria and standards for the FSRU and LNG carriers.

1 4.2.7.4 Historial de los Accidentes de los Cargueros de LNG

2 El resumen de los principales accidentes de los cargueros de LNG incluido en el
3 Apéndice C3 de este documento identifica solamente cinco accidentes desde 1944 que
4 ocurrieron cuando barcos de LNG estaban a la mar. El resto ocurrieron cuando los
5 barcos estaban en puerto y durante operaciones de carga y descarga. Ninguno de
6 estos accidentes generó heridas, fatalidades, ni la emisión de LNG, y sólo uno fue el
7 resultado de una colisión con otro navío. En 2002, el barco de LNG Normal Lady
8 colisionó con un submarino de la Marina de los Estados Unidos, el U.S.S. Oklahoma
9 City, al este del Estrecho de Gibraltar. La colisión ocurrió luego que el cargamento de
10 LNG había sido descargado, y aunque se reportaron hendiduras y roturas en el casco,
11 los tanques esféricos de almacenamiento de tipo Moss vacíos no sostuvieron daño
12 alguno (Smit 2005).

13 4.2.7.5 Análisis de Derrames Accidentales e Intencionales de LNG desde 14 Cargueros de LNG

15 La capacidad según el diseño de los cargueros de LNG que darían servicio a la FSRU
16 podría estar en un rango de 36.5 a 55.5 millones de galones (138,000 a 210,000 m³).
17 Ilustraciones entregadas por el Solicitante indican que estos cargueros pudieran
18 mantener el LNG en dos o más tanques de almacenamiento que serían similares a los
19 tanques esféricos de almacenamiento Moss en la FSRU.

20 Los eventos que potencialmente pueden desencadenar un derrame de LNG podrían
21 ser; fuego típico en barcos, climas severos o condiciones del mar, colisiones con otras
22 embarcaciones y ataques intencionales al carguero mientras está en el mar o es
23 atracado en la FSRU.

24 La Marina de los Estados Unidos es de la opinión que sería “virtualmente imposible que
25 un misil errante del sitio más cercano de prácticas de misiles de la marina (Navy Sea
26 Range) pueda impactar la FSRU o un carguero de LNG. La Marina tiene estrictas
27 políticas y procedimientos para mantener un control de las operaciones en estos sitios
28 de prácticas. Si un carguero de LNG estuviera en el área de prácticas donde exista la
29 posibilidad de que un misil errante lo impacte, la operación de la marina sería
30 pospuesta o cambiada de sitio para evitar al carguero (Donovan 2004).

31 La posibilidad que un carguero de LGN sea confiscado y utilizado como arma se
32 consideró potencialmente posible en la guía de Sandia, en primer lugar con relación a
33 las vías de navegación interior y puertos con base en tierra firme. Los expertos que
34 asistieron al taller de seguridad del Proyecto indicaron que, dada la localización remota
35 de la FSRU y cargueros de LNG, otros blancos serían más atractivos. La USCG ha
36 desarrollado después de los eventos del 11 de septiembre, mayores medidas de
37 seguridad para prevenir secuestros de cualquier embarcación llevando carga peligrosa
38 y proporcionar interdicción para parar tal secuestro antes que la embarcación se
39 aproxime a la costa. Estas disposiciones de seguridad serían incluidas en el Plan de
40 Seguridad para las operaciones de la FSRU, las cuales han sido desarrolladas en

1 forma de borrador y serán entregada para revisión al personal y oficiales seleccionados
2 de agencias Federales, Estadales y Locales responsables de seguridad y despejes.

3 **Zonas de Peligros para Guardacostas en caso de Accidentes de Cargueros de**
4 **LNG.**

5 En la circular de Navegación e Inspección de Embarcaciones (NVIC) de la USCG,
6 “Guía de Evaluación para Vías Adecuadas de Navegación de Tráfico Marino para Gas
7 Natural Licuado (LNG)” (USCG 2005), la USCG evalúa impactos potenciales al público
8 de incidentes en cargueros de LNG, con base en tres zonas de peligro desarrolladas
9 por el Laboratorio Nacional de Sandia (Sandia 2004). Las zonas de peligro fueron
10 desarrolladas en base a derrames de LNG desde cargueros debido a actos
11 intencionales, los cuales fueron concebidos para producir mayores derrames que los
12 derrames accidentales y dirigidos en primer lugar a vías de navegación interior y
13 puertos con base en tierra firme.

14 Una de las suposiciones claves de Sandia en desarrollar las zonas de cuidado era que
15 el potencial de un fuego de colección/charco debido a una rotura intencional pudiera
16 ser posible por la alta probabilidad de que una fuente de ignición esté disponible por
17 muchos de los eventos iniciales anteriormente identificados; sin embargo, ciertas
18 técnicas de reducción de riesgos podrían ser aplicadas para prevenir o mitigar eventos
19 que los inician. En algunos casos, tales como derrames intencionales sin rotura de un
20 tanque, una fuente de ignición inmediata podría no estar disponible y el LNG
21 derramado podría entonces dispersarse en forma de nube de vapor; si una fuente de
22 ignición fuera encontrada posteriormente, el resultado sería fuego de nube de vapor
23 (flash), el cual podría quemar de retroceso hasta la fuente y terminar en una
24 colección/charco de fuego. Se estima que las colección/charcos de fuego duren entre 5
25 y 20 minutos (Sandia 2004, 151). La guía Sandia no presenta estimaciones acerca de
26 la capacidad de tanques de carga individual o capacidad total de un carguero de LNG.

27 La USCG determinó que las zonas de peligro no aplicaban al Proyecto propuesto
28 porque fueron desarrollados para puertos. Adicionalmente, el modelo específico del
29 proyecto para la FSRU se estableció para potenciales incidentes en los cargueros de
30 LNG, porque incluían el máximo volumen de LNG que podría estar presente en un
31 carguero de LNG y la FSRU cuando éste estuviera atracado.

32 El peor caso del impacto predecible para un incidente involucrando un carguero de
33 LNG no fue modelado por separado para el Proyecto propuesto, porque tales
34 cargueros no se acercarían a la costa más que hasta la localización de la FSRU y tales
35 impactos no se esperan que sean mayores que aquellos calculados en la Evaluación
36 Independiente de Riesgos (IRA) para mayores derrames de la FSRU por razones
37 previamente establecidas.

1 **4.2.7.6 Análisis y Mitigación de Impactos.**

2 **Proceso de evaluación de riesgos para las operaciones de LNG en la FSRU**

3 La evaluación independiente de riesgos (IRA) que se llevó a cabo para este documento
4 se aplica sólo al proyecto propuesto de FSRU en el emplazamiento costa afuera que se
5 propone. Los resultados y las conclusiones de la evaluación no se aplican a ninguna
6 otra instalación de transporte y regasificación de LNG costa adentro o costa afuera.

7 El número de instalaciones de LNG es relativamente pequeño, y ha habido muy pocos
8 incidentes para proporcionar estadísticas válidas relacionadas con fallas potenciales o
9 consecuencias de derrames o fugas para este tipo de instalaciones. Los reportes de
10 incidentes de instalaciones similares son de mucha ayuda para las discusiones sobre
11 escenarios de accidentes y para caracterizar de manera general los potenciales
12 peligros, pero no proporcionan información suficiente para desarrollar una estimación
13 de riesgos. En el Apéndice C3 de este documento se incluye una lista cronológica de
14 accidentes que involucran el transporte y almacenamiento de LNG.

15 Los riesgos potenciales del proyecto propuesto sobre la seguridad pública se
16 desarrollaron siguiendo los siguientes pasos:

- 17 • Se formó un equipo de evaluación independiente de riesgos (IRA), el cual incluía
18 profesionales técnicos expertos en operaciones marítimas y de seguridad,
19 comunicación de riesgos, análisis de riesgos, simulación por computadora y
20 diseño y operación de instalaciones de LNG².
- 21 • El equipo de evaluación independiente de riesgos primero identificó las
22 propiedades de los peligros asociados a los líquidos criogénicos y gases que
23 serían almacenados o transportados;
- 24 • Posteriormente, identificaron los escenarios que podrían conducir a un derrame
25 de LNG, basándose en los comentarios del proceso público de definición del
26 alcance del proyecto, dos talleres intensivos (explicados más adelante), una
27 revisión independiente del diseño, las operaciones, los planes de seguridad y
28 procedimientos operacionales conceptuales del Solicitante, y una revisión
29 independiente de los planes confidenciales de seguridad y procedimientos de
30 emergencia;
- 31 • Expertos en oceanografía y meteorología recolectaron y resumieron las
32 condiciones climatológicas y oceánicas específicas de la ubicación propuesta del
33 Proyecto costa afuera, con el fin de proporcionar una base para las discusiones
34 acerca de los impactos potenciales de varios escenarios;

² La siguiente información se incluye como respuesta a uno de los comentarios: No se requirieron los servicios de un epidemiólogo para estimar los riesgos potenciales. Los epidemiólogos, por definición, estudian varios aspectos de la exposición y transmisión colectiva de enfermedades. En caso de que se produjera un incidente o derrame de LNG, los peligros que correría el público serían el de quedar expuesto a un líquido criogénico, un gas que es asfixiante cuando se encuentra en altas concentraciones, a explosiones y a los fuertes efectos inmediatos de una radiación térmica en caso de que una nube de gas natural entrara en contacto con fuego.

- 1 • En un esfuerzo paralelo, los profesionales en operaciones marítimas y riesgos
2 recolectaron y analizaron cifras y patrones de tráfico marítimo para identificar los
3 tipos y el tonelaje de las embarcaciones marinas que transitan por las aguas
4 cercanas a la ubicación propuesta para la FSRU;
- 5 • El próximo paso consistió en investigar escenarios que fuesen simplemente muy
6 improbables (eventos de iniciación improbables, o la no existencia de una
7 secuencia de eventos que podrían provocar un derrame) o aquellos que no
8 provocarían impactos fuera del área circundante inmediata (zona de seguridad)
9 de la FSRU; por ejemplo, aquellos escenarios que no parecían tener ningún
10 potencial para causar impactos al público no fueron evaluados;
- 11 • Usando meteorología y condiciones oceánicas específicas del sitio para ayudar
12 a definir algunos de los parámetros e información de tráfico marítimo local para
13 definir los tipos de navíos que tienen mayor probabilidad de colisionar con la
14 FSRU, el equipo llevó a cabo simulaciones por computadora para escenarios de
15 incidentes que fueron resaltados para identificar las potenciales consecuencias o
16 impactos del peor de los casos y de otros posibles escenarios;
- 17 • En otro esfuerzo paralelo, los especialistas marinos y de riesgos realizaron
18 estimaciones de frecuencias para colisiones de navíos; y
- 19 • Finalmente, el equipo combinó los resultados de las consecuencias con la
20 información de frecuencia para estimar los riesgos potenciales para cada
21 escenario.

22 **Identificación de peligros y evaluación de la vulnerabilidad de la seguridad**

23 En representación de la Comisión de las Tierras del Estado de California (CSLC), el
24 Servicio de Guardacostas de Estados Unidos (USCG) y la Administración Marítima de
25 Estados Unidos (MARAD), Ecology and Environment, Inc. (E & E) patrocinó para el
26 proyecto propuesto un taller de seguridad y evaluación de la vulnerabilidad (SVA) y un
27 taller de identificación y análisis de peligros (HAZID). El propósito de los talleres fue
28 identificar y analizar los peligros potenciales relacionados al proyecto propuesto. Los
29 talleres representan un componente del proceso temprano de consulta a las agencias,
30 que el equipo del Proyecto utilizó para identificar asuntos a ser tratados en el EIS / EIR
31 preliminar de octubre de 2004. El equipo de Proyecto invitó a agencias locales,
32 estatales y federales a nombrar representantes expertos en disciplinas clave, tales
33 como ingeniería, respuesta ante peligros, transporte marítimo, terrorismo, protección
34 contra incendios, respuesta ante emergencias, seguridad y riesgos, entre otras
35 disciplinas relacionadas para que asistieran y participaran en los talleres.

36 Más de 55 técnicos e ingenieros especialistas fueron invitados a asistir a los talleres.
37 Además del equipo del EIS / EIR, 21 participantes de las agencias asistieron al taller de
38 seguridad y 17 asistieron al taller HAZID. Entre los participantes había representantes
39 de la ciudad de Oxnard, el puerto de Long Beach, la CSLC, la Comisión de Energía de
40 California (CEC), la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC), El
41 Departamento de Pesca y Recreación de California (CDFG), la USCG, el
42 Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), y el Buró Federal de Investigación

1 (FBI). Los representantes de la Solicitante y de SoCalGas también asistieron a
2 sesiones específicas y contestaron preguntas acerca del diseño y operaciones del
3 Proyecto propuesto.

4 El taller de un día sobre evaluación de la vulnerabilidad de la seguridad (SVA) se llevó
5 a cabo el 5 de abril de 2004. La Solicitante realizó una introducción general de las
6 medidas de seguridad planificadas para el proyecto propuesto y luego se permitió dejar
7 el taller SVA. Los participantes del taller exploraron un amplio rango de amenazas
8 potenciales a la seguridad y medidas que se aplican actualmente para la prevención
9 potencial y mitigación de riesgos.

10 Luego del taller SVA, el equipo de la EIS / EIR llevó a cabo un taller HAZID de tres
11 días, entre el 6 y el 8 de abril, para identificar peligros a la seguridad y al ambiente,
12 enfocándose en la inquietudes manifestadas por los miembros del público. Un
13 representante del Instituto Scripps de Oceanografía de la Universidad de California en
14 San Diego realizó una presentación sobre las condiciones meteorológicas costa afuera
15 en el área circundante al punto propuesto para la ubicación del Puerto de Aguas
16 Profundas (DWP). La Solicitante describió los sistemas y operaciones específicos de la
17 instalación propuesta para familiarizar a los participantes del taller y luego se excusó
18 por no poder seguir participando en las sesiones del taller. La lista de consenso de
19 escenarios de accidentes fue guardada a manera de registro, lo cual sirvió de base
20 para la evaluación independiente de riesgos realizada para el DWP propuesto. El
21 equipo del taller evaluó los siguientes sistemas asociados al proyecto propuesto:

- 22 • Sistemas de carga;
- 23 • Sistemas marítimos;
- 24 • Sistema de apoyo y servicios;
- 25 • Ducto costa adentro;
- 26 • Torre y placa giratoria;
- 27 • Sistema de posicionamiento de amarras;
- 28 • Ducto submarino / tubería ascendente;
- 29 • Estructura del casco;
- 30 • Instalación, enganche y puesta en marcha;
- 31 • Carga (desde el tanquero de LNG);
- 32 • Envío de gas;
- 33 • Sistemas de cerrado o apagado; y
- 34 • Eventos externos.

35 Los participantes del taller también discutieron las preocupaciones identificadas a
36 través del proceso público de la definición del alcance del Proyecto, incluyendo varios
37 escenarios de terrorismo (por ejemplo, el uso de aviones de aeropuertos de la localidad
38 o de lanzacohetes para atacar la instalación o el secuestro del carguero de LNG, el

1 potencial de derrames catastróficos y más pequeños de LNG debido a fallas en el
2 equipo o errores humanos, la integridad de los ductos costa afuera y costa adentro,
3 accidentes que involucren a otras embarcaciones, terremotos, respuesta a
4 emergencias, validación de modelos computarizados y otros tópicos.

5 Los talleres de seguridad y vulnerabilidad e identificación de peligros se enfocaron en la
6 identificación y documentación de las amenazas a la seguridad y los peligros
7 accidentales que podrían tener un impacto potencial sobre la población y/o el ambiente.
8 Entre las amenazas que se consideraron estaban el transporte de una bomba por
9 medio de un vehículo pequeño; el uso de un avión comercial, un avión de alas fijas o
10 un helicóptero para atacar la FSRU; la colocación de una carga submarina por parte de
11 un buceador en las instalaciones de la FSRU; y el derrame intencional de LNG. Cada
12 amenaza fue evaluada en términos de su probabilidad de éxito y la naturaleza del daño
13 que podría causar.

14 Otras posibilidades, en cambio, no se consideraron más a fondo. El intento deliberado
15 de soltar las amarras de la FSRU se vio como poco plausible ya que para desmontar el
16 sistema de amarras de manera intencional haría falta equipo pesado y/o de demolición,
17 el cual sería fácil de detectar e interceptar por parte de la tripulación de la FSRU o de
18 las embarcaciones que estuvieran patrullando la zona de seguridad. Otro hecho poco
19 plausible es el secuestro de un carguero de LNG o la colisión de uno de estos con la
20 FSRU debido a los cambios que se han llevado a cabo recientemente en la seguridad
21 de la industria marítima y al hecho de que los cargueros de LNG se estarían
22 comunicando con frecuencia a través de canales de seguridad. Todo esto facilitaría la
23 detección oportuna de cualquier intento de tomar el control de una embarcación.

24 Entre las posibilidades más representativas que se evaluaron durante el taller de
25 identificación de peligros estaban el derrame de LNG por la borda, fallas en la grúa de
26 carga, la presencia de una fuente de ignición en los vaporizadores sumergidos de
27 combustión, la colisión de una embarcación con la FSRU, un desperfecto en el sistema
28 de lastre, incendios en los cargueros de LNG o en la FSRU. El grupo evaluó las
29 consecuencias posibles de cada suceso por medio de un proceso estructurado, revisó
30 las medidas preventivas y preparó recomendaciones y comentarios. Algo que también
31 se evaluó fue la posibilidad de que la FSRU perdiera una o más de las líneas de
32 amarre o quedara desconectada del sistema de amarras como resultado de un
33 incidente operativo, lo cual podría dar pie a que la FSRU quedara a la deriva y se
34 atravesara en las rutas de navegación o llegara hasta la orilla. Este suceso se
35 consideró como poco plausible debido a que se llevan a cabo actividades de inspección
36 visual para detectar amarras defectuosas. También debe haber al menos una
37 embarcación de remolque disponible para rescatar la FSRU si ésta llegara a quedar a
38 la deriva, sin contar con la posibilidad de respuesta del Servicio de Guardacostas de
39 Estados Unidos.

40 Se determinó que la información técnica suministrada con el diseño de la FSRU era
41 adecuada para los propósitos relacionados con la identificación de peligros. Sin
42 embargo, tal como se explica en la Sección 2.2.2, "Unidad flotante de almacenamiento
43 y regasificación", el diseño aún no ha sido terminado y podría estar sujeto a revisiones

1 más detalladas. Se asume a partir de lo examinado que las reglas de clasificación, las
2 normas del USCG y las reglas generales serán cumplidas a cabalidad.

3 **Evaluación independiente de riesgos de 2004 y Revisión del Sandia National** 4 **Laboratories**

5 Para el análisis de las consecuencias de un derrame de LNG se tomaron en cuenta los
6 resultados de los talleres de seguridad e identificación de peligros que se describieron
7 anteriormente y se identificaron cinco escenarios principales y algunas otras
8 variaciones. Se tomaron en cuenta tanto accidentes como ataques intencionales que
9 podrían dar origen a alguna rotura en los tanques de LNG. También se identificaron los
10 sucesos pequeños pero más frecuentes y el derrame simultáneo del contenido de los
11 tres tanques de almacenamiento de la FSRU. La IRA de 2004 llegó a la conclusión de
12 que ninguno de los derrames tendría consecuencias sobre la población, ni en la orilla ni
13 en las aguas costeras.

14 Tal como se explica en la Sección 4.2.3, "Evaluación independiente de riesgos y
15 Revisión del Sandia Nacional Laboratorios", la IRA de 2004 del puerto de aguas
16 profundas se preparó antes de la publicación en diciembre de 2004 del informe titulado
17 "Guía sobre análisis de riesgos y repercusiones sobre la seguridad de un derrame
18 cuantioso de gas natural licuado (LNG) fuera de borda" preparado por el Sandia
19 National Laboratories (Sandia 2004). El USCG pidió a los autores del informe Sandia
20 que realizara una revisión técnica del IRA de 2004. "El objetivo de la revisión técnica
21 llevada a cabo por Sandia de la IRA del Puerto de Cabrillo fue asistir al USCG en su
22 intención de garantizar que se evalúen y estimen de manera adecuada los peligros de
23 un potencial derrame de LNG durante las operaciones de transferencia,
24 almacenamiento y regasificación sobre la población y la propiedad privada" (Sandia
25 2006).

26 El apéndice C2 del informe Sandia de 2006 presenta un resumen de los resultados de
27 la revisión hecha por Sandia de la IRA de 2004 del proyecto Puerto de Cabrillo y los
28 análisis que lo sustentan. En el apéndice C1 de la IRA de 2006 se incluyen los
29 resultados de la revisión de Sandia, los análisis y las evaluaciones adicionales que se
30 realizaron y las resoluciones de los cambios sugeridos.

31 En la Tabla 4.2-7 se resumen tanto los incidentes más importantes identificados por
32 Sandia como las resoluciones del Panel de Revisión Técnica. "Los cambios han
33 permitido que mejoren los análisis de peligros y que se suministren resultados que
34 representen de manera adecuada y razonable los peligros y los problemas de
35 seguridad asociados a las operaciones de importación de LNG en el Puerto de Cabrillo,
36 tomando en cuenta lo que se entiende actualmente por derrames grandes de LNG
37 fuera de borda" (Sandia 2006).

Table 4.2-7 Summary of Issues and Resolutions Identified in the Cabrillo Port IRA

Identified Issue	Resolution
General Issues	
A two-tank release appears to be the most severe event based on potential credible threats.	Hazard analyses were modified from a catastrophic three-tank release to a more credible two-tank release. ^a
Evaluation of hazards to on-shore public from a spill as well as shipping, recreational boaters, etc. should be considered.	Assessment of the potential impacts of fire and dispersion hazards on shipping and other receptors will be considered.
Reassess intentional threats at regular intervals because of continually changing nature of threats.	CSLC and USCG are considering an appropriate interval to assess changes or escalation of credible threats.
Accidental and Intentional Breach and Spill Issues	
Accidental breach and spill results from a collision appear appropriate and consistent with other collision studies.	Agree with overall approach and results.
Credible threat analyses suggest breach sizes in the range of 7-12 m ² should be considered for this type of facility and location.	One event includes the possibility of the breach of two tanks with up to a 7 m ² hole in each tank. The other event suggests the possibility of a breach of one tank of up to 12 m ² .
A simultaneous breach of all three storage tanks appears inappropriate to use for hazard analyses.	Breach and spills were reassessed for a two-tank breach and spill.
Risk management of the final design should include the assessment of active mitigation measures due to the remoteness of the system.	USCG will encourage and assess mitigation measures and systems in evaluating the final FSRU operational plan and design.
Fire and Vapor Dispersion Hazard Issues	
The analytical technique employed for dispersion calculations in the IRA is sensitive to domain scale and boundary conditions and must be carefully assessed.	Domain scale and boundary conditions were reassessed and identified problems were addressed with more detailed analysis, comparison with other numerical approaches, and validation with experimental data.
Initial IRA calculations for potential dispersion distances appeared to under predict hazard distances.	Dispersion scenarios were analyzed using more appropriate input parameters, computational domains, and boundary and site-specific environmental conditions. The final results obtained were consistent with results from other numerical models.
General application of the modeling technique used in the IRA for dispersion calculations and hazard estimates should be reviewed for appropriateness.	The selected analytical approach was carefully reviewed and evaluated against experimental data and found to provide results consistent with best available computational fluid dynamics methodologies.
Fire hazard evaluations were not included in the initial draft IRA. Since the likelihood of ignition of a large spill is possible, fire hazard analyses should be conducted.	Fire hazard analyses were developed using appropriate large-scale fire modeling analytical approaches. The results obtained are consistent with other large-scale LNG fire analyses for spills over water.

Table 4.2-7 Summary of Issues and Resolutions Identified in the Cabrillo Port IRA

Identified Issue	Resolution
Process Safety and Security Issues	
While current processing operations appear to preclude a multi-tank breach, final system design and safety features should be carefully evaluated.	The USCG to carefully evaluate implementation of improved safety and security measures to reduce the risks and consequences of off-normal events during post-license detailed design review.
Final system safety analysis unable to be completed until conceptual handling, storage and regasification system design and operational parameters finalized.	The USCG to carefully evaluate implementation of improved safety and security measures to reduce the risks and consequences of off-normal events during post-license detailed design review.

Source: Sandia 2006.

Note:

^aAfter completion of the analyses recommended by Sandia, and based on information regarding insulation provided by Sandia, a cascading multiple (two or three) tank releases were evaluated.

1 Sandia revisó los escenarios estudiados en la IRA de 2004 y recomendó que se
 2 reevaluaran las condiciones propuestas que podrían estar asociadas a un derrame o
 3 una ruptura, alegando que "hoy existen amenazas más verosímiles y plausibles que el
 4 catastrófico escenario del derrame total que se consideró inicialmente en la evaluación
 5 independiente de riesgos del proyecto Puerto de Cabrillo" (Sandia 2006). Sandia
 6 acordó discutir lo que ha descubierto hasta la fecha en torno a ciertos problemas que
 7 se dan en cascada, incluyendo la degradación de la espuma aislante, además de
 8 permitir el libre acceso a la información relacionada con el análisis de impactos de
 9 embarcaciones y el análisis de las amenazas de sucesos intencionales, la cual podría
 10 ser usada para formular escenarios que podrían ser considerados en la IRA de 2006.

11 Según Sandia (2006), el derrame simultáneo del contenido de los tres tanques no es
 12 verosímil:

13 El análisis de la ruptura intencional que aparecía originalmente en el IRA sólo
 14 contemplaba un derrame catastrófico de los tres tanques, lo cual sería poco
 15 realista, tomando en cuenta lo que las agencias de inteligencia y el
 16 Departamento de Seguridad Nacional (DHS) entienden por suceso verosímil.
 17 Por ello Sandia, basándose en la orientación del DHS y la comunidad de
 18 inteligencia, recomienda en su más reciente informe y el informe confidencial
 19 asociado que se examinen las amenazas intencionales.

20 Sandia evaluó el tamaño potencial de las rupturas de la FSRU a partir de una gama de
 21 amenazas verosímiles. Aunque el tipo y la escala exactos de estas amenazas se
 22 especifican sólo en un reciente informe confidencial preparado por Sandia, se sabe que
 23 entre aquellas se incluyen ataques perpetrados tanto por personal interno como
 24 personas ajenas a la instalación, desde el mar o el aire con varios tipos de armamento.
 25 Tomando en cuenta la amplia gama de amenazas y las características de la FSRU,
 26 incluyendo el diseño y la distancia del casco y el tanque de almacenamiento, Sandia
 27 sugirió varios tamaños de agujero para los análisis de derrame y dispersión. Sin

1 embargo, se determinó que un derrame cuantioso de LNG en un corto período era
2 poco plausible.

3 Evaluación independiente de riesgos de 2006

4 En la IRA se estudiaron varios escenarios en los que se contemplaba el derrame de
5 LNG en el ambiente marino que circundaba la FSRU, incluyendo choques de
6 embarcaciones y ataques intencionales. Habiendo tomado en cuenta la revisión técnica
7 llevada a cabo por Sandia, los conocimientos actuales y las técnicas de simulación por
8 computadora de colisiones, rupturas y derrames en embarcaciones de casco doble, la
9 evaluación independiente se enfocó en los siguientes escenarios. Cada uno de estos
10 ha sido explicado en la IRA, la cual incluye también descripción de los escenarios,
11 simulación de consecuencias y estimación de frecuencias, si se aplica:

- 12 • Una explosión accidental un casco vacío;
- 13 • Una explosión accidental en un tanque tipo Moss;
- 14 • Una explosión accidental entre dos embarcaciones;
- 15 • Ruptura intencional en dos tanques tipo Moss;
- 16 • Derrame intencional o accidental en cascada de dos o tres tanques tipo Moss
17 (escalada); y
- 18 • Colisión marítima accidental o intencional.

19 En las tablas 4.2-1 y 4.2-2 se presentan resúmenes de las consecuencias de un
20 accidente en la FSRU. La Tabla 4.2-8 presenta información sobre los escenarios
21 recomendados por Sandia para el análisis y muestra el número de tanques de
22 almacenamiento afectados, las causas posibles de las rupturas, el total de LNG
23 derramado y el tamaño estimado de la ruptura en cada tanque. Sandia concluyó, "... los
24 análisis y escenarios de rupturas relacionados con la FSRU fueron razonables,
25 tomando en cuenta los conocimientos y técnicas actuales de simulación de colisiones,
26 rupturas y derrames potenciales en embarcaciones de casco doble" (Sandia 2006).

Table 4.2-8 Scenarios Evaluated in the 2006 Sandia Report and the IRA

Event Initially Recommended for Consideration by Sandia	Scenario Considered in the IRA	Storage Tanks Breached Sandia/IRA	Assumed LNG Volume Spilled (m ³) Sandia/IRA	Area of Breach (m ²) per Tank Sandia/IRA
Collision with large ship at speeds approaching 20 knots, puncture of single LNG storage tank, assumes striking vessel does not plug puncture	Determined to not be governing event	1/NA	100,000/NA	20/NA
Collision with a large ship causing circumferential rupture of single LNG storage tank	Marine collision	1/1	50,000/50,000	1,013/1,300

Table 4.2-8 Scenarios Evaluated in the 2006 Sandia Report and the IRA

Event Initially Recommended for Consideration by Sandia	Scenario Considered in the IRA	Storage Tanks Breached Sandia/IRA	Assumed LNG Volume Spilled (m ³) Sandia/IRA	Area of Breach (m ²) per Tank Sandia/IRA
Collision with a large ship at speeds of 20 knots, puncture with plugging by vessel	Addressed by marine collision scenario (above)	1/NA	50,000/NA	5/NA
Off-normal processing event that causes breach of LNG storage tank near deck level	Determined not to be a governing event	1/NA	50,000/NA	10/NA
Single large intentional event	Determined not to be a governing event	1/NA	100,000/NA	12/NA
Multiple large intentional event – simultaneous	Intentional two Moss tank breach (simultaneous)	2/2	200,000/200,000	7 (1 st tank), 7 (2 nd tank)/same
Multiple large intentional event – escalation ^a	Accidental/intentional cascading multiple (two or three) Moss tank release (escalation)	NA/2 or 3	NA/100,000 (2 tanks) 200,000(3 tanks)	NA/7(1 st tank), 1,300 2 nd tank, 1,300 3 rd tank

Notes:

Adapted from Sandia 2006.

NA = not applicable.

^aThis scenario was added with Sandia's concurrence based on the results of its analysis.

1 De los seis escenarios analizados en la IRA, se determinó que los dos primeros y la
2 explosión accidental entre dos embarcaciones son de alcance limitado, por lo que no
3 afectarían al público general. Estos escenarios no han sido descritos en la presente
4 sección, pero los detalles aparecen en el Apéndice C1. La evaluación del primer
5 escenario (explosión accidental en un casco vacío) determinó que el efecto producido
6 por ésta sería local. El segundo incluye aquellos accidentes en los que se afecte un
7 solo tanque. Las causas podrían ser múltiples. Por ejemplo:

8 En términos generales, el diseño del sistema de procesamiento y las
9 recomendaciones de seguridad sugieren que las amenazas potenciales
10 provocadas por sucesos atípicos en el área de procesamiento en un principio
11 sólo afectarían uno de los tanques de almacenamiento de la FSRU (Sandia
12 2006).

13 De igual manera, la explosión accidental entre dos embarcaciones tampoco causaría la
14 ruptura de uno de los tanques de almacenamiento de LNG y por ello no se analiza con
15 más detalle.

16 Sandia corroboró que el escenario de la ruptura intencional de dos de los tanques tipo
17 Moss sería el que más extendería el límite mínimo de inflamabilidad. Debido a

1 problemas de medición y el hecho de que los resultados de los demás escenarios
2 identificados inicialmente por Sandia se equiparaban al de la colisión marítima y al de
3 los escenarios accidentales / intencionales, Sandia estuvo de acuerdo con los
4 escenarios finales.

5 Se calculó que la ruptura intencional de dos de los tanques tipo Moss (derrame
6 simultáneo de LNG en dos tanques) tenía el potencial de afectar la mayor de las
7 distancias alrededor de la FSRU con la combustión instantánea de una nube de vapor
8 producto de la dispersión. El caso de la escalada, en el que se contempla fallas en los
9 tres tanques de almacenamiento, es el que afecta a mayor distancia y que podría
10 producir graves lesiones debido a la combustión de líquido empozado en la superficie
11 del mar. Estos resultados se discuten con mayor detalle más adelante. No habría ni
12 dispersión ni combustión de una nube de vapor en el caso de la escalada, ya que se
13 presume que habría una ignición casi inmediata.

14 En las evaluaciones se identificaron dos sucesos intencionales importantes a los que
15 se deberían aplicar los análisis de derrames y peligros. Uno de ellos es la posibilidad
16 de que se produzcan aberturas de hasta 7 m² en dos de los tanques de
17 almacenamiento. El otro es la posibilidad de que se produzca en uno solo de los
18 tanques una abertura de hasta 12 m². Si bien es probable que no se derrame todo el
19 contenido de LNG de cada uno de los tanques, es mejor asumir que esto sí se podría
20 dar para así obtener estimados conservadores en lo que a distancias de riesgo se
21 refiere.

22 Aunque no se trate de uno de los casos más importantes, el escenario de la colisión
23 marítima se resume a continuación ya que tiene el potencial de afectar una de las rutas
24 de tráfico marítimo. En vista de que el área afectada sería más pequeña que en el caso
25 de los incidentes provocados, no se analizaron las demás colisiones marítimas
26 originalmente recomendadas por Sandia.

27 El peor de los escenarios verosímiles consiste en un acto intencional que resulte en el
28 derrame de 53 millones de galones (200,000 m³) de LNG sobre la superficie del
29 océano. Tal como se discute en la Sección 4.2.7.2, "Escenarios de riesgo con LNG",
30 luego de un derrame, se daría uno de tres casos potenciales: la combustión del líquido
31 empozado, la dispersión de una nube de vapor sin ignición o la combustión instantánea
32 de la nube de vapor.

33 Combustión del líquido empozado. Si tomamos el escenario de la escalada, el derrame
34 de 53 millones de galones (200,000 m³) de LNG formaría un empozado
35 (colección/charco) en la superficie del océano de aproximadamente 0.4 millas náuticas
36 (0.5 millas o 0.8 km) de diámetro. El volumen total de LNG almacenado en la FSRU no
37 se derramaría ya que con la ignición inmediata, parte del LNG permanecería en los
38 tanques de almacenamiento. Este escenario se podría dar tanto de manera accidental
39 como intencional y en él la ruptura de uno de los tanques haría que uno o dos de los
40 tanques restantes fallaran. Por ejemplo, Sandia concluyó que "... el diseño del sistema
41 de procesamiento y las recomendaciones de seguridad sugieren que las amenazas
42 potenciales provocadas por hechos atípicos en el área de procesamiento en un

1 principio sólo afectarían uno de los tanques de almacenamiento de la FSRU" (Sandia
2 2006).

3 Más allá de los límites del empozado, habría metano presente en la atmósfera sobre la
4 superficie del océano. Si asumimos que la ignición del gas se da durante el derrame, la
5 simulación por computadora indica que la combustión del empozado podría causar
6 lesiones a una persona. Una variación térmica de 5 kW/m² o más podría darse hasta
7 una distancia de 1.7 millas náuticas (2.0 millas o 3.2 km) de la FSRU.

8 Esta distancia es menor que la que se propone para el Área a ser evitada (ATBA), que
9 sería de 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7 km) alrededor de la FSRU. De ahí que,
10 según este escenario, la combustión del empozado no debería tener impactos sobre el
11 punto más cercano de la costa ni sobre la ruta de tráfico marítimo más próxima (esta
12 última estaría a unas 2 millas náuticas [2.3 millas o 3.7 km] de la FSRU). Sandia
13 subrayó que sus resultados concordaban con los de la IRA y concluyó que "el modelo
14 usado es apropiado dada la ausencia de obstáculos. Las suposiciones a las que se
15 llegaron son razonables dados los conocimientos actuales de los parámetros
16 empleados y deberían producir un estimado conservador de las distancias de peligro
17 térmico".

18 Dispersión de una nube de vapor. Para determinar la distancia de la FSRU a la que una
19 nube de vapor, cuyo contenido de metano fuera de al menos 5 por ciento (lo suficiente
20 para hacerla inflamable), se extendería tomando como variables tres velocidades de
21 viento: 2, 4 y 6 metros por segundo (m/s) (4.5, 8.9 y 13.4 m o 7.2, 14.4 y 21.6 km/h). Se
22 eligieron estas velocidades ya que representan las velocidades mínima, intermedia y
23 superior típicas de la región en la que se encuentra la FSRU según los datos
24 meteorológicos suministrados por una boya cercana.

25 Para el peor de los sucesos verosímiles (el derrame accidental o intencional de 53
26 millones de galones [200,000 m³] de dos de los tanques de almacenamiento de LNG),
27 se determinó que una velocidad de viento de 2 m/s (4.5 millas por hora) produjo el peor
28 escenario, en el cual la nube de vapor inflamable se extendería unas 6.3 millas
29 náuticas (7.3 millas o 11.7 km) en la dirección del viento desde la FSRU. Los vientos de
30 mayor velocidad harían que el gas se disipara más rápido, al punto en que ya no sería
31 inflamable, por lo que el alcance del impacto potencial no sería tan grande. Si el viento
32 estuviera soplando hacia el noreste, la nube de vapor no alcanzaría la costa pero se
33 extendería a lo largo de la ruta de navegación costera con dirección norte y la ruta de
34 navegación costera con dirección sur.

35 Para este mismo escenario, los resultados de Sandia fueron considerablemente
36 menores que los que se calcularon en la IRA (unos 7,000 m en comparación con
37 11,000 m). Sandia alega que esto se debe las diferencias de capacidad y velocidad de
38 procesamiento de los sistemas computarizados:

39 El caso de las aberturas de 7 metros cuadrados en dos de los tanques fue
40 simulado por ACE con una malla relativamente estirada de celdas de 20 metros
41 de ancho en todas las direcciones. Sandia llevó a cabo una simulación de este

1 caso empleando el FDS, pero con una malla uniforme y más fina, con celdas de
2 10 metros de ancho en todas las direcciones, para un total de 22.4 millones de
3 celdas de computación, y encontró que los resultados de la dispersión de vapor
4 eran un tanto menores a los de los resultados de ACE. Por ende, el resultado
5 final del caso de las aberturas de 7 metros cuadrados en dos de los tanques
6 parece ser razonable y de él se podría obtener un estimado conservador de las
7 distancias de dispersión.

8 Por motivos de transparencia y a fin de permitir que el público reproduzca los análisis si
9 así lo desea, las agencias recomendaron al equipo de expertos que utilizara sólo
10 aquellos modelos que fueran del dominio público, y que pudieran correr sin necesidad
11 de computadores extraordinariamente poderosos. La simulación llevada a cabo en la
12 evaluación independiente sobreestima el alcance de los impactos si se lo compara con
13 los resultados de Sandia, debido a las diferencias de resolución de celdas de
14 computación.

15 Sandia confirmó también que el Fire Dynamics Simulator (FDS) constituye un modelo
16 apropiado para el análisis de dispersión:

17 Las simulaciones con FDS llevadas a cabo por Sandia hasta la fecha, así como
18 la evaluación de los modelos matemáticos del código indican que el FDS es
19 capaz de simular una dispersión de LNG, aunque se requeriría un gran número
20 de celdas de computación (10 millones a 100 millones). Lo óptimo sería llevar a
21 cabo estas simulaciones de dispersión con una resolución más fina. Sin
22 embargo, las simulaciones de menor resolución dan como resultado distancias
23 más largas hasta el límite mínimo de inflamabilidad debido a la mezcla
24 turbulenta. De ahí que los análisis actuales con FDS den como resultado valores
25 conservadores para las distancias de riesgo.

26 *Combustión instantánea de una nube de vapor.* Habría la posibilidad de que se
27 produjera la combustión instantánea de una nube de vapor si el LNG derramado se
28 evaporara y se dispersara en la dirección del viento antes de entrar en contacto con
29 una fuente de ignición. Se esperaría que la llama regresara hasta alcanzar la FSRU.
30 Una vez más, tomando en cuenta vientos de 2 m/s (4.5 millas por hora o 7.2 km/h)
31 como el peor de los casos, la simulación por computadora indicó que una nube de
32 vapor en combustión capaz de causar lesiones a una persona debido a una variación
33 de calor de 5 kW/m² o más, se extendería a 6.3 millas náuticas (7.3 millas o 11.7 km)
34 de la FSRU aproximadamente 60 minutos después de ocurrido el derrame de LNG.
35 Esta nube de vapor en combustión se mantendría dentro de los límites del Área a
36 evitarse y no tendría impacto sobre las rutas de navegación más cercanas. Tampoco
37 afectaría a las personas en la costa continental a 12.01 millas náuticas (13.8 millas o 22
38 km) distancia.

39 La evaluación independiente de riesgos concluyó que los potenciales impactos
40 producidos por un derrame accidental o un acto intencional no alcanzarían la costa más
41 cercana y que sólo aquellas personas que estuvieran cerca de la FSRU serían las que
42 estarían en riesgo, además de aquellas que estuvieran en la ruta de navegación

1 costera, aproximadamente 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7 km) costa afuera. La IRA
2 recomendó algunas medidas de mitigación específicas para reducir los riesgos lo más
3 posible siempre que esto sea razonablemente práctico. Dichas recomendaciones
4 aparecen en las medidas de mitigación presentadas más adelante.

5 La IRA contempló un escenario en el que una embarcación de gran tamaño (por
6 ejemplo, un buque carguero de contenedores, un tanquero petrolero o una nave de
7 pasajeros) chocaba con la FSRU y causaba una ruptura en uno de los tanques tipo
8 Moss a bordo de la instalación flotante. En el análisis se estudió el derrame instantáneo
9 de 50 por ciento del volumen de uno de los tanques, lo que equivaldría a 13.2 millones
10 de galones (50,000 m³) de LNG. Un derrame de semejante volumen formaría un
11 empozado de LNG con un diámetro máximo de 2,395 pies (730 m). Si el empozado
12 entrara en contacto con una fuente de ignición antes de que se produjera la dispersión,
13 la distancia resultante con respecto al umbral mínimo de radiación térmica de 5 kW/m²
14 sería de 1.6 millas náuticas (1.8 millas o 3 km). Esta distancia se extiende más allá de
15 la zona de seguridad de 1,640 (500 m) pero estaría dentro de la ATBA de la FSRU, que
16 es de 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7 km), por lo que no tendría un impacto sobre las
17 rutas marítimas.

18 Si el LNG se evaporara o dispersara antes de entrar en contacto con la fuente de
19 ignición entonces, tomando en cuenta una velocidad de viento de 2 m/s (4.5 millas por
20 hora o 7.2 km/h) (peor de los escenarios), el borde externo del límite inferior de
21 inflamabilidad (5 por ciento metano) se extendería aproximadamente 2.9 millas
22 náuticas (3.3 millas o 5.3 km) en la dirección del viento. Por ende, el área más allá de la
23 ATBA se vería afectada, incluyendo una de las dos rutas de navegación. Sin embargo,
24 a la nube de vapor le tomaría aproximadamente 28 minutos alcanzar la más cercana de
25 la ruta de navegación y 55 minutos para disiparse por debajo del límite inferior de
26 inflamabilidad. A la nube de vapor le tomaría 50 minutos alcanzar su extensión máxima.
27 En este tiempo, se notificaría a las embarcaciones.

28 La frecuencia potencial de una colisión de una embarcación de gran tamaño con una
29 FSRU que pudiera causar la ruptura de un tanque de almacenamiento de LNG se
30 estimó en 2.4×10^{-6} , es decir, un incidente cada 417,000 años, tomando en cuenta la
31 cantidad y el tamaño de las grandes embarcaciones que podrían transitar cerca de la
32 FSRU (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo", y la evaluación independiente de riesgos en
33 el Apéndice C1 para una explicación más detallada).

34 La evaluación independiente indica que los tanques tipo Moss propuestos poseen un
35 diseño robusto contra las colisiones en mar abierto. Sólo unas pocas embarcaciones,
36 con una fuerza, velocidad y forma específicas podrían penetrar la estructura de acero
37 del casco y romper los tanques de almacenamiento. La IRA afirma que el estimado de
38 frecuencia de la colisión marítima accidental es un cálculo conservador y que el
39 escenario es improbable.

40 Sandia llegó a una conclusión similar con respecto a la FSRU:

1 La FSRU, una embarcación de casco doble, es robusta y capaz de soportar
2 colisiones o accidentes normales. Tomando en cuenta el diseño de doble casco
3 de la FSRU, el cual provee más distancia de separación entre los tanques de
4 almacenamiento y el casco externo que las típicas embarcaciones de LNG, las
5 colisiones identificadas y los resultados sugeridos de ruptura parecen razonables
6 si se los compara con otros estudios de colisión de tanqueros basados en
7 amenazas y métodos de análisis similares. Por ende, las condiciones de
8 derrame y ruptura sugeridas para el manejo y la transferencia de LNG parecen
9 ser razonables y apropiados.

10 En resumen, a partir de los escenarios estudiados, la evaluación independiente de
11 riesgos determinó que a partir de las 6.3 millas náuticas (7.3 millas o 11.7 km) de la
12 FSRU se podrían comenzar a sentir los impactos que sobre la población tendría la
13 ruptura intencional de dos de los tanques tipo Moss. La distancia de riesgo cubre las
14 rutas TSS de navegación, pero no llega sino a 5.71 millas náuticas del punto más
15 cercano en tierra firme. El riesgo sobre las rutas de navegación se produciría a los
16 treinta minutos de ocurrido el incidente, lo cual daría tiempo suficiente para avisar y
17 responder. El tiempo de exposición en las rutas de navegación sería de otros 30
18 minutos antes de que la nube de vapor se dispersara al punto en el que ya no fuera
19 inflamable. Un promedio de tres embarcaciones estarían expuestas al peligro de esta
20 nube de vapor según los estimados de frecuencia del tráfico marítimo.

21 Se estima que los peligros de una combustión del empozado no llegarían a las rutas de
22 navegación costeras. Una escalada producto de la ruptura en cascada de los tres
23 tanques tipo Moss con la subsiguiente combustión del líquido empozado podría
24 producir lesiones en un radio de 1.7 millas náuticas (2 millas o 3.2 km) desde el punto
25 de derrame en la FSRU. Aunque se considera un caso intencional o accidental
26 plausible, los escenarios más probables generarían menores riesgos en lo que a
27 combustión de líquido empozado se refiere; por ejemplo, 1.6 millas náuticas (1.8 millas
28 o 3 km) en el caso de la colisión marítima y 1.4 millas náuticas (1.6 millas o 2.6 km) en
29 el escenario de la ruptura intencional de dos de los tanques tipo Moss.

30 Sandia revisó todos los escenarios y los resultados de las simulaciones y concluyó:

31 En general, los resultados de las distancias de riesgo por fuego o dispersión,
32 una vez hechos los cambios recomendados por Sandia, al parecer produjeron
33 estimados razonables para los niveles de riesgo y el alcance de los que se
34 consideran como sucesos plausibles. Los resultados de los análisis llevados a
35 cabo deberían ser tomados como estimados conservadores de las distancias de
36 riesgo (Sandia 2006).

37 En la Tabla 4.2-2 anterior, se resumen los peligros y las amenazas consideradas, así
38 como también la forma en que fueron evaluadas durante el análisis de seguridad
39 pública.

1 Criterios de relevancia

2 Los impactos de las operaciones de la FSRU sobre la seguridad pública se
3 considerarían significativos y requerirían medidas de mitigación si el Proyecto causara
4 uno de los siguientes efectos adversos:

- 5 • Pérdida de vidas o lesiones graves a personas que no estén involucradas en el
6 Proyecto; o
- 7 • Daño significativo, a largo plazo o permanente a uno más de los recursos
8 naturales descritos en el presente documento³

9 Impactos y medidas de mitigación

10 A la hora de determinar lo significativo de un impacto, tal como se describe en la
11 Sección 4.1.5, "Medidas de la Solicitante y medidas de mitigación", se asignan
12 categorías de impacto (Clases de I a IV) dependiendo del efecto potencial adverso y la
13 duración potencial de ese efecto adverso; por ejemplo, temporal, de corta duración, de
14 mediana duración, de larga duración o permanente. En el caso de los impactos a la
15 seguridad pública, para determinar a qué clase pertenecen se toma en cuenta
16 solamente el potencial de causar lesiones graves o incluso la muerte a un miembro de
17 la población, aun si dichos impactos fueran poco probables. Sin embargo, en caso de
18 que se dieran los impactos, las consecuencias serían significativas según los criterios
19 conservadores identificados.

20 En la Sección 4.1.5, "Medidas de la Solicitante y medidas de mitigación", se explican
21 las diferencias entre las medidas propuestas por la Solicitante (AM) y las medidas de
22 mitigación recomendadas por las agencias (MM).

23 **Impacto PS-1. Fuga o derrame potencial de LNG debido a un incidente** 24 **operacional o por fenómenos naturales en la FSRU o un carguero de LNG**

25 ***Un incidente en la FSRU o en un carguero de LNG debido a errores humanos,***
26 ***desórdenes o fallas de equipos, o como resultado de fenómenos naturales***
27 ***(tsunamis, vientos fuertes, etc.) podría causar una fuga o derrame de LNG en el***
28 ***proceso o carga de equipo (Clase II).***

29 En todos los tipos de instalaciones de procesamiento y en instalaciones donde los
30 materiales son transferidos de un contenedor a otro se suelen producir accidentes
31 operacionales de grados distintos de severidad. La intención de imponer
32 requerimientos de diseño estrictos a la FSRU y a los cargueros de LNG de
33 construcción reciente es proporcionar características inherentes de ingeniería de
34 seguridad a estos navíos que reflejen el tipo y la magnitud de las condiciones
35 sísmológicas, marítimas y climatológicas específicas del sitio a las cuales estarían
36 sujetos la FSRU, sus amarras y las conexiones del ducto. Adicionalmente, las normas

³ Los criterios de relevancia específicos para evaluar las consecuencias de los accidentes relacionados con cada recurso ambiental se explicarán en secciones subsiguientes del presente documento.

1 del USCG y los requerimientos internacionales de certificación y de clase obligan a la
2 Solicitante a desarrollar planes detallados para tomar en cuenta todos los aspectos de
3 las instalaciones de operación, seguridad, y preparación y respuesta en caso de
4 emergencia; estos planes serían revisados por las agencias relevantes, quienes
5 también llevarían a cabo inspecciones de cumplimiento. Estos requerimientos también
6 se discuten con más detalle en la sección de Seguridad Marítima (MS&S) del Apéndice
7 C3 del presente documento. Por ejemplo, los requerimientos mínimos para los
8 simulacros y la planificación y realización de ejercicios de emergencia se discute con
9 mayor detalle como parte de las medidas de mitigación incluidas en la Sección 2.1 de
10 los requisitos incluida en el Apéndice C3. A manera de ejemplo, se diseñarían e
11 implementarían los siguientes planes:

- 12 • *Manual de operaciones del puerto de aguas profundas*, el cual fue preparado de
13 conformidad con el 33 CFR § 150.15 y el Código Internacional de Manejo para la
14 Operación Segura de Embarcaciones;
- 15 • Los cargueros de LNG estarían en la obligación de llevar a bordo un *Manual de*
16 *Respuesta a Emergencias específico para cada tipo de embarcación*, preparado
17 de conformidad con la 33 CFR § 96.250(h). Dicho manual contendría los
18 procedimientos para entrenamientos y simulacros relacionados con los riesgos
19 identificables de manera que el personal de la embarcación esté preparado para
20 manejar todas las situaciones de emergencia. Deberá haber equipo disponible y
21 el personal deberá estar familiarizado con su uso. Esto incluye procedimientos
22 para derrames, incendios, encallamientos y lesiones personales.
- 23 • *Anexo sobre Procedimientos de Emergencia del Manual de Operaciones*,
24 preparado de conformidad con la 33 CFR § 150.15(p). Según este anexo se
25 requeriría la realización periódica de ejercicios y simulacros de emergencias,
26 además de procedimientos de respuesta a contingencias para todos los
27 incidentes, incluyendo incendios, derrames de productos, lesiones personales o
28 incidentes terroristas;
- 29 • *Plan de Seguridad del Puerto de Aguas Profundas*, preparado de conformidad
30 con el 33 CFR § 150.15(v); y
- 31 • El *Plan de Respuesta contra Derrames de la Guardia Costera* sería preparado
32 por los tanqueros de LNG y las embarcaciones de apoyo.

33 Las agencias que serían responsables de revisar e inspeccionar con detalle el diseño,
34 la construcción y la operación del proyecto propuesto están identificadas en la Tabla
35 4.2-3 anterior. Habría una participación significativa de agencias federales, estatales y
36 locales en todas las fases del diseño, la construcción y la operación del proyecto
37 propuesto.

38 El USCG responde a emergencias costa afuera. Si ocurriera un incidente en la FSRU o
39 en uno de los cargueros de LNG, la distancia relativamente grande entre las
40 instalaciones y la orilla haría que hubiera tiempo suficiente para notificar y movilizar
41 recursos de respuesta a emergencias (por ejemplo, asistencia adicional de remolques,

1 botes para el combate de incendios, rescate para el personal de la instalación o del
2 carguero) para incrementar la seguridad de la tripulación y asegurar que la seguridad
3 pública no sea afectada. La Solicitante ha incorporado las siguientes medidas al
4 proyecto propuesto para reducir la probabilidad de que se produzca un incidente debido
5 a un error operativo, fallas en los equipos o fenómenos naturales:

6 **AM PS-1a. Proceso de ingeniería y ejecución del Proyecto del Solicitante.**

7 El Solicitante realizaría —a pesar de requerimientos menos
8 estrictos— los siguientes pasos para diseñar, construir y operar el
9 proyecto propuesto:

- 10 1) Antes de la financiación interna final del Proyecto, realizar un
11 ejercicio completo de un Diseño de Ingeniería de Extremo
12 Frontal (FEED) con un contratista apropiadamente calificado y
13 experimentado, bajo el mando de un equipo técnico de la
14 Solicitante. Esto definiría los requerimientos de ingeniería para
15 todo el Proyecto e identificaría las fuentes para toda la
16 información detallada restante, para que se encuentre lista para
17 la revisión interna del Proyecto e ingeniería detallada final.
- 18 2) Realizar una inspección general del sitio costa afuera, para
19 determinar las características de batimetría, geología, y
20 geotécnicas del área y de las zonas circundantes, alrededor de
21 los emplazamientos de cada uno de los elementos del
22 Proyecto. Esto requeriría la movilización de navíos marítimos
23 especializados y tripulaciones para llevar a cabo la inspección
24 acústica y la extracción de testigos o núcleos para la
25 perforación direccional de los ductos que cruzan por debajo de
26 la orilla hasta las amarras de la FSRU en aguas profundas.
27 Esta información habría proporcionado información para el
28 diseño final detallado de la HDB, los ductos, los cruces de
29 cables, las terminaciones múltiples y las anclas del sistema de
30 amarras.
- 31 3) Implementar completamente el Proyecto propuesto, bajo el
32 régimen de “Caso de Seguridad” para el diseño detallado del
33 Proyecto propuesto. Esto comenzaría con la FEED pero
34 solamente sería completado cuando el nivel de la definición de
35 la instalación esté en la fase avanzada de diseño detallado.
36 Esto requeriría que se implemente una compleja serie de
37 chequeos y balances, incluyendo identificación y análisis del
38 peligro (HAZID), estudios de operabilidad y peligros (HAZOP),
39 análisis cuantitativos de riesgos (QRA), análisis formales de
40 seguridad (FSA), y ejercicios asociados de ingeniería de
41 seguridad, tales como modelos y análisis de plantas de
42 proceso. Esto sería finalizado durante el diseño detallado de
43 los sistemas de seguridad de la FSRU, los trazados de la planta
44 de proceso y de la cubierta, y los sistemas asociados, tales

- 1 como tuberías y servicios, y los sistemas y procedimientos de
2 control. Luego del inicio, el caso de seguridad se transformaría
3 en una herramienta “viviente” para el equipo de operación de la
4 instalación—sería actualizada y reanalizada de acuerdo a la
5 necesidad, con base en la experiencia operacional—para
6 asegurar que el Proyecto propuesto cumple o excede los
7 estándares requeridos durante todas las fases de la operación.
- 8 4) Asegurar que una ingeniería detallada sería llevada a cabo para
9 todos los componentes por contratistas adecuadamente
10 calificados y experimentados, bajo el manejo de un equipo
11 técnico de la Solicitante, y en concordancia con estrictos
12 requerimientos técnicos que serían cuidadosamente definidos
13 en documentos contractuales. Los contratistas de ingeniería
14 calificados que sean seleccionados probablemente serían
15 distintos para el casco, los filtros de la regasificación, las
16 amarras, los ductos, etc. Usando este proceso, la Solicitante se
17 aseguraría que toda la ingeniería sería ejecutada para cumplir o
18 exceder los requerimientos regulatorios y los requerimientos
19 internos de la Solicitante.
- 20 5) Encargar una serie de ensayos con modelos a escala de las
21 instalaciones de la FSRU en una pileta de pruebas cuya calidad
22 haya sido ampliamente comprobada. Primero se llevarían a
23 cabo análisis teóricos más detallados para identificar los
24 criterios que se deberán tomar en cuenta y los casos por ser
25 simulados en la pileta. En estas pruebas a escala se cubriría
26 tanto las condiciones del mar sin el carguero de LNG amarrado
27 a la instalación como las condiciones operativas del mar con un
28 carguero junto a la FSRU. Se estudiarían los movimientos de la
29 instalación flotante y sus sistemas de amarras y carga en
30 condiciones de tormenta para confirmar los resultados
31 estimados. De igual manera, se estudiarían los movimientos
32 absolutos y relativos entre la FSRU y la embarcación atracada
33 para confirmar los límites de operatividad de los sistemas de
34 acoplamiento, las defensas y las grúas de carga. Los ensayos
35 también suministrarían información sobre los movimientos de la
36 FSRU para el diseño más detallado de los equipos instalados a
37 bordo.
- 38 6) La Solicitante deberá contratar a un tercero para que realice
39 una verificación detallada e independiente de ingeniería, la
40 compra de equipos y fabricación, construcción e instalación de
41 todos los componentes del Proyecto. En caso de que la
42 verificación independiente sea requerida por una agencia
43 regulatoria o tenga como propósito la obtención de una
44 certificación, se deberá llevar a cabo un único proceso de
45 verificación para así asegurar la eficiencia de esta verificación.

- 1 7) Durante las fases de construcción del proyecto propuesto, se
2 realizarían auditorías de calidad y seguridad en los puntos más
3 importantes de fabricación / construcción, por parte de la
4 Solicitante, para asegurar la calidad y seguridad de los
5 componentes del Proyecto. El control de la seguridad y la
6 calidad durante la construcción sería una obligación contractual
7 para los diversos contratistas seleccionados por la Solicitante.
- 8 8) Antes de liberar la FSRU de su sitio en la costa (antes de
9 remolcarla al sitio propuesto del Proyecto) y luego de la
10 instalación costa afuera de todos los componentes, pero antes
11 del inicio de las actividades en las instalaciones, la Solicitante
12 llevaría a cabo una revisión formal. Las condiciones de las
13 instalaciones, el control de la calidad, “asuntos pendientes”, la
14 operatividad y el acatamiento de las normas y los requisitos
15 legales serían revisados cuidadosamente en durante una
16 sesión en equipo antes de proseguir, primero con el remolque,
17 y segundo con el inicio de las operaciones de LNG. Es probable
18 que durante esas sesiones se identifiquen algunas acciones;
19 algunos deberán ser finalizados antes de proceder con el
20 siguiente paso, y otros serían identificados para tomar acción
21 por plazos o hitos específicos. Tanto este proceso como
22 cualquier otro hallazgo serían formalmente documentados.

23 **AM PS-1b. Certificación de clase y Certificado de gestión de seguridad**
24 **para la FSRU.** Una certificación de clase y un certificado de
25 manejo de seguridad, son requeridos bajo convenios
26 internacionales (p.ej., a través de la Organización Marítima
27 Internacional [IMO]) para navíos empleados para viajes
28 internacionales. Aunque esto podría no ser requerido para la
29 FSRU estacionaria, la Solicitante obtendría una certificación de
30 clase para la instalación. La Solicitante proporcionaría
31 voluntariamente un sistema documentado de manejo que estaría
32 en cumplimiento con el Código Internacional de Manejo para la
33 Operación Segura de Embarcaciones (ISM) y los estándares
34 internos de la Solicitante, relacionados con salud, seguridad,
35 ingeniería y construcción. Cuando esté en operación, la FSRU
36 sería certificada bajo los estándares de calidad de la Organización
37 Internacional para la Estandarización (ISO) ISO-9000 e ISO-14000.

38 **AM PS-1c. Inspecciones y estudios periódicos llevados a cabo por**
39 **Sociedades de Clasificación.** La Solicitante habría llevado a cabo
40 inspecciones periódicas de la FSRU por parte de sociedades de
41 clasificación, incluyendo inspecciones anuales y una investigación
42 completa luego de cinco años de operación de las instalaciones y
43 cada cinco años a partir de entonces. Esto ayudaría a asegurarse
44 que los procedimientos a bordo de la embarcación son revisados y

1 actualizados regularmente, y que el equipo de procesamiento y de
2 emergencia sería mantenido apropiadamente, y sería reparado o
3 actualizado de acuerdo a la necesidad.

4 **AM PS-1d. Delimitación de la zona de seguridad (exclusión) y el Área a**
5 **ser evitada.** La Solicitante monitorearía una zona de seguridad en
6 un radio de 1,640 pies (500 m), que será determinada por el
7 USCG, alrededor de la FSRU, donde el tráfico marítimo público
8 sería excluido. La Solicitante también ha propuesto designar un
9 Área a ser Evitada con un radio de 2 millas náuticas (2.3 millas o
10 3.7 km) alrededor de la FSRU. Cada una de estas zonas sería
11 señalada en las cartas de navegación y serviría como parte de la
12 Notificación a los Marineros para que eviten estas áreas.

13 **AM MT-3a. Patrullaje de la Zona de seguridad** se aplicaría a este impacto
14 (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

15 **AM MT-3d. Técnicas de gestión para el Equipo de la Sala de Control** se
16 aplicaría a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

17 **AM MT-3e. Transmisión de advertencias de navegación** se aplicaría a este
18 impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

19 La AM PS-1a reduciría la probabilidad y la gravedad de los derrames mediante la
20 implementación de un diseño específico y comprobado del Proyecto y un proceso de
21 ejecución que emplee a personal capacitado, esté basado en información que
22 corresponda al emplazamiento, haga énfasis en la seguridad, utilice herramientas
23 analíticas para identificar, calcular y atacar los peligros potenciales, verifique el diseño
24 en una piletta para ensayos, esté avalada y verificada por terceros y lleve a cabo una
25 revisión antes del inicio de las operaciones. La AM PS-1b también reduciría los
26 derrames al especificar el tipo de normas de seguridad internacionales que deberían
27 seguirse, toda vez que la AM PS-1c buscaría la verificación de una organización
28 externa de expertos. La AM PS-1d reduciría la probabilidad y gravedad de los
29 accidentes ocurridos en embarcaciones cerca o dentro de las instalaciones de la FSRU
30 al restringir el acceso al área.

31 La AM MT-3a reduciría la posibilidad de que se produjeran derrames como resultado
32 de colisiones o acciones intencionales mediante la transmisión de advertencias a las
33 embarcaciones que se aproximen también ayudaría a controlar las embarcaciones en
34 caso de que ocurriera un incidente. La AM MT-3d incrementaría al máximo la eficacia
35 del entrenamiento de la tripulación en seguridad y comunicaciones, lo que a su vez
36 reduciría la probabilidad de que surgieran situaciones peligrosas. La AM MT-3e
37 permitiría que los marineros del área estuvieran más al tanto de las operaciones de
38 transferencia de LNG que se llevarían a cabo en la FSRU, lo que podría reducir el
39 número de embarcaciones en el área.

1 Medidas de mitigación del Impacto PS-1: Derrame de LNG en la FSRU debido a fallas
2 operativas o fenómenos naturales

3 **MM PS-1e. Resistencia al fuego de los tanques de almacenamiento.** La
4 ingeniería de seguridad, los HAZID, los HAZOP y QRA, que
5 apoyan el diseño detallado de ingeniería, debe incluir casos donde
6 el asilamiento del tanque de carga debe caer en el caso de un
7 incendio.

8 **MM PS-1f. Exposición a temperaturas extremas por parte de los**
9 **componentes estructurales** La ingeniería de seguridad, los
10 HAZID, los HAZOP y QRA, que apoyan el diseño detallado de
11 ingeniería, debe incluir casos donde las cubiertas, los cascos y
12 componentes estructurales están expuestos tanto a temperaturas
13 criogénicas por LNG derramado como a calor extremo por un
14 incendio.

15 **MM PS-1g. HAZOP previas y posteriores a las operaciones** Los HAZOP
16 deben ser llevados a cabo para tomar en cuenta todas las
17 operaciones con LNG antes de comenzar la operación y luego de
18 un año de operación en la manera y complejidad establecidos por
19 el Programa de Manejo de Riesgos (RMP) bajo la Ley del Aire
20 Limpio, Sección 112 (r) y descritos posteriormente en regulaciones
21 contenidas en el 40 CFR 68. Los resultados de estas revisiones
22 deben ser usados para mejorar y refinar prácticas operacionales y
23 procedimientos de respuesta a emergencias. Luego de los HAZOP
24 iniciales y primeros pos-operacionales, se deben llevar a cabo
25 HAZOP adicionales cada dos años, a menos que haya habido un
26 cambio en el equipo u otro cambio significativo. Los resultados de
27 estas revisiones deben ser revisados como parte del manejo de
28 configuración, cuando se ha realizado cualquier cambio de equipo,
29 operacional o de procedimiento, que necesitaría de la puesta
30 en marcha de una revisión HAZOP adicional para la nueva
31 configuración. Los HAZOP deben ser realizados por la Solicitante
32 o por un tercero calificado, incluyendo la participación de la CSLC.

33 **MM MT-3f. Uso del radar en tiempo real y supervisión visual** se aplicaría a
34 este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

35 La MM PS-1e aumentaría la capacidad de los tanques de LNG de soportar los efectos
36 de un incendio y limitaría potencialmente el alcance de los daños causados por un
37 incidente. La MM PS-1f, por su parte, reduciría la probabilidad de que se produzcan
38 fallas estructurales importantes al obligar que se tomen en consideración durante la
39 etapa de diseño del Proyecto sucesos poco probables pero de grandes consecuencias.

1 Finalmente, la MM MT-3f reduciría la probabilidad de una colisión ya que la tripulación
2 estaría al tanto de las embarcaciones o aeronaves que transiten cerca y podrían ayudar
3 a manejar cualquier incidente que pudiera ocurrir.

4 El impacto sería adverso pero quedaría reducido a un nivel por debajo de lo indicado
5 por los criterios de relevancia gracias a la implementación de las medidas de mitigación
6 anteriormente descritas.

7 **Impacto PS-2. Derrame potencial de LNG debido a una fuerte colisión marítima o** 8 **un ataque intencional**

9 ***Una colisión fuerte con la FSRU o con un carguero de LNG u otro navío o un***
10 ***ataque intencional podrían causar una ruptura de los tanques Moss que***
11 ***contienen el LNG, lo cual provocaría la fuga de una nube de vapor inflamable no-***
12 ***encendida, que a su vez podría extenderse más allá del radio de la zona de***
13 ***seguridad de 1,640 pies (500 m) alrededor de la FSRU, o podría afectar al los***
14 ***usuarios de botes, en los alrededores de un carguero de LNG o afectar las***
15 ***embarcaciones que recorran el Esquema de Separación de Tráfico Marítimo***
16 ***(Clase I).***

17 La simulación por computadora indicó que, aunque es poco probable, una colisión
18 fuerte con otro navío podría causar una ruptura de los tanques tipo Moss que contienen
19 el LNG a bordo de la FSRU y que las consecuencias de este escenario podrían
20 producir muertes y heridas graves a miembros del población. El alcance de otros
21 escenarios evaluados de derrames o fugas, incluyendo descargas potenciales que
22 podrían ser causadas por sabotaje intencional o ataques, también podría resultar
23 potencialmente en derrames de LNG que causarían impactos más allá de la zona de
24 exclusión/seguridad de 1,640 pies (500 m) alrededor de la FSRU.

25 Las amarras de la FSRU estarían localizadas a unas 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7
26 km) del borde del Carril de Tráfico Sur hacia la Costa y a 5 millas náuticas (5.8 millas o
27 9.3 km) del Carril de Tráfico Norte hacia la Costa. La presencia de la FSRU y
28 cargueros de LNG que llegan o salen requeriría que otros navíos realicen ajustes de
29 curso y velocidad, ya que los navíos grandes generalmente tratan de mantenerse a
30 más de 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7 km) el uno del otro en mar abierto. Los
31 navegantes suelen usar los siguientes recursos para determinar si hay o no riesgo de
32 colisión: ubicación en el radar, examen visual del aspecto de una embarcación e
33 iluminar o saludar la otra embarcación. Si el capitán de un carguero de LNG o de
34 cualquier otra embarcación llegara a confundir la FSRU con una embarcación, tanto el
35 capitán de la FSRU como el del carguero de LNG podrían tomar ciertas medidas para
36 evitar la colisión.

37 El sistema de identificación automático (AIS) es una tecnología que se prevé usar en la
38 FSRU y sus cargueros de LNG asociados. El AIS envía información a otras
39 embarcaciones. Luego, la información aparece en el radar de estas embarcaciones.
40 Esta información incluye el nombre del navío, su velocidad y su curso. El uso del AIS
41 reduciría o eliminaría el potencial de que otros navíos confundan la FSRU con un

1 navío. Puesto que la FSRU y los cargueros de LNG estarían equipados con un AIS, el
2 riesgo de colisiones potenciales se reduciría. Adicionalmente, si la posición de la
3 FSRU, la zona de seguridad y el Área a ser Evitada son aprobadas por el Servicio de
4 Guardacostas de Estados Unidos, éstas serían incluidas en las cartas de navegación.
5 Por lo tanto, los marineros sabrían la ubicación exacta de la FSRU y podrían tomar
6 medidas para evitarla.

7 La Solicitante ha incorporado lo siguiente al Proyecto:

8 **AM PS-2a. AIS, radar y radioteléfono marítimo VHF.** La Solicitante
9 equiparía los cargueros de LNG y la FSRU con los servicios de un
10 AIS y con un radar de tiempo real y un radioteléfono VHF marítimo.

11 **AM PS-1a. Proceso de ingeniería de la Solicitante y ejecución del**
12 **Proyecto.**

13 **AM PS-1b. Certificación de clase y Certificado de gestión de seguridad**
14 **para la FSRU.**

15 **AM PS-1c. Inspecciones y estudios periódicos por parte de las**
16 **Sociedades de Clasificación.**

17 **AM PS-1d. Delimitación de zona de seguridad (exclusión).**

18 Las siguientes medidas de tráfico marítimo diseñadas por la Solicitante también se
19 podrían aplicar a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

20 **AM MT-3a. Patrullaje de la zona de seguridad.**

21 **AM MT-3b. Observación del carguero de LNG desde la FSRU.**

22 **AM MT-3c. Presencia de un solo carguero de LNG en la ruta de**
23 **aproximación.**

24 **AM MT-3d. Técnicas de gestión para el Equipo de la Sala de Control.**

25 **AM MT-3e. Transmisión de advertencias de navegación.**

26 La AM PS-2a reduciría la probabilidad de que se produzca una colisión entre dos
27 embarcaciones o un acto intencional mediante el suministro de varios canales de
28 comunicación.

29 La AM PS-1a reduciría la probabilidad y la gravedad de los derrames mediante la
30 implementación de un diseño específico y comprobado del Proyecto y un proceso de
31 ejecución que emplee a personal capacitado, esté basado en información que
32 corresponda al emplazamiento, haga énfasis en la seguridad, utilice herramientas
33 analíticas para identificar, calcular y atacar los peligros potenciales, verifique el diseño
34 en una piqueta para ensayos, esté avalada y verificada por terceros y lleve a cabo una

1 revisión antes del inicio de las operaciones. La AM PS-1b también reduciría los
 2 derrames al especificar el tipo de normas de seguridad internacionales que se deberían
 3 cumplir. La AM PS-1d, por su parte, reduciría la probabilidad y gravedad de un
 4 potencial accidente en un embarcación cerca o dentro de las instalaciones de la FSRU
 5 al restringir el acceso al área.

6 La AM MT-3a reduciría la posibilidad de que se produjeran derrames como resultado
 7 de colisiones o acciones intencionales mediante la transmisión de advertencias a las
 8 embarcaciones que se aproximen. Al mismo tiempo, la observación de los tanqueros
 9 de LNG, tal como indica al AM MT-3b, podría reducir la posibilidad de una colisión entre
 10 embarcaciones o entre la FSRU y un carguero de LNG o cualquier otra embarcación.
 11 La AM MT-3c también permitiría que se redujera la probabilidad de colisión entre
 12 tanqueros de LNG. En el caso de la AM MT-3d, ésta incrementaría al máximo la
 13 eficacia del entrenamiento de la tripulación en seguridad y comunicaciones, lo que a su
 14 vez reduciría la probabilidad de que surjan situaciones peligrosas. Finalmente,
 15 mediante la AM MT-3e los marineros del área estarían más al tanto de las operaciones
 16 de transferencia de LNG en la FSRU, lo que a su vez podría reducir el número de
 17 embarcaciones que transiten por el área.

18 Medidas de mitigación del Impacto PS-2: Colisión fuerte o ataque intencional que
 19 resulta en un derrame de LNG con o sin ignición

20 **MM PS-1e. Resistencia al fuego del tanque de almacenamiento**

21 **MM PS-1f. Exposición de los componentes estructurales a temperaturas**
 22 **extremas**

23 **MM PS-1g. HAZOP previos y posteriores a las operaciones**

24 **MM MT-3f. Ubicación en radar en tiempo real y observación visual** (ver
 25 Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").

26 **MM MT-3g. Información para las cartas de navegación** (ver Sección 4.3,
 27 "Tráfico Marítimo").

28 **MM MT-3h. Embarcación de patrullaje adicional** (ver Sección 4.3, "Tráfico
 29 Marítimo").

30 La MM PS-1e aumentaría la capacidad de los tanques de almacenamiento de LNG
 31 para soportar los efectos de un incendio, pero al mismo tiempo podría limitar el alcance
 32 de los daños causados por un incidente. La MM PS-1e podría reducir la posibilidad de
 33 que se produjera una falla estructural importante al tomar en cuenta sucesos poco
 34 probables pero de grandes consecuencias durante el diseño del Proyecto. La MM PS-
 35 1e también reduciría la probabilidad de un incidente de emergencia en la FSRU y
 36 mejoraría la capacidad de respuesta de la tripulación si dicha situación llegara a ocurrir.

37 La MM MT-3f permitiría a las embarcaciones que estuvieran aproximándose tomar
 38 medidas para evitar la FSRU. La MM MT-3g garantizaría que los cambios propuestos a

1 las cartas de navegación se hicieran y publicaran de manera expedita. Una vez
 2 publicados en las cartas de navegación, los límites de la zona de seguridad y el área a
 3 ser evitada ayudarían a los marineros que transiten por el área del Proyecto a tomar las
 4 previsiones necesarias para no entrar en la zona de seguridad. Con la MM MT-3h se
 5 garantizaría la interceptación de cualquier embarcación que pudiera adentrarse por
 6 accidente en la zona de seguridad.

7 Los impactos potenciales de una colisión fuerte o un ataque intencional se reducirían
 8 con la aplicación de las medidas descritas anteriormente. Sin embargo, según las
 9 evaluaciones de riesgos y peligros las consecuencias potenciales de estos incidentes
 10 podrían extenderse más allá de los 1,640 pies (500 m) que mide la zona de seguridad
 11 que rodea la FSRU. De ahí que los impactos aún serían potencialmente significativos,
 12 pues podrían causar graves lesiones e incluso la muerte a miembros de la población en
 13 caso de que llegara a producirse algún incidente. Todo lo anterior indica que este
 14 impacto seguiría siendo significativo después de aplicadas las medidas de mitigación.

15 En la Tabla 4.2-9 se presenta un resumen de los impactos sobre la seguridad pública y
 16 las medidas de mitigación relacionados con la FSRU y el puerto de aguas profundas.

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
<p>PS-1. Un incidente en la FSRU o en un carguero de LNG debido a errores humanos, desórdenes o fallas de equipos, o como resultado de fenómenos naturales (tsunamis, vientos fuertes, etc.) podría causar una fuga o derrame de LNG en el proceso o carga de equipo (Clase II).</p>	<p>AM PS-1a. Proceso de ingeniería y ejecución del Proyecto del Solicitante. El Solicitante realizaría —a pesar de requerimientos menos estrictos— los siguientes pasos para diseñar, construir y operar el proyecto propuesto:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Antes de la financiación interna final del Proyecto, realizar un ejercicio completo de un Diseño de Ingeniería de Extremo Frontal (FEED) con un contratista apropiadamente calificado y experimentado, bajo el mando de un equipo técnico de la Solicitante. Esto definiría los requerimientos de ingeniería para todo el Proyecto e identificaría las fuentes para toda la información detallada restante, para que se encuentre lista para la revisión interna del Proyecto e ingeniería detallada final. 2) Realizar una inspección general del sitio costa afuera, para determinar las características de batimetría, geología, y geotécnicas del área y de las zonas circundantes, alrededor de los emplazamientos de cada uno de los elementos del Proyecto. Esto requeriría la movilización de navíos marítimos especializados y tripulaciones para llevar a cabo la inspección acústica y la extracción de testigos o núcleos para la perforación direccional de los ductos que cruzan por debajo de la orilla hasta las amarras de la FSRU en aguas profundas. Esta información habría proporcionado información para el diseño final detallado de la HDB, los ductos, los cruces de cables, las terminaciones múltiples y las

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p>anclas del sistema de amarras.</p> <p>3) Implementar completamente el Proyecto propuesto, bajo el régimen de “Caso de Seguridad” para el diseño detallado del Proyecto propuesto. Esto comenzaría con la FEED pero solamente sería completado cuando el nivel de la definición de la instalación esté en la fase avanzada de diseño detallado. Esto requeriría que se implemente una compleja serie de chequeos y balances, incluyendo identificación y análisis del peligro (HAZID), estudios de operabilidad y peligros (HAZOP), análisis cuantitativos de riesgos (QRA), análisis formales de seguridad (FSA), y ejercicios asociados de ingeniería de seguridad, tales como modelos y análisis de plantas de proceso. Esto sería finalizado durante el diseño detallado de los sistemas de seguridad de la FSRU, los trazados de la planta de proceso y de la cubierta, y los sistemas asociados, tales como tuberías y servicios, y los sistemas y procedimientos de control. Luego del inicio, el caso de seguridad se transformaría en una herramienta “viviente” para el equipo de operación de la instalación—sería actualizada y reanalizada de acuerdo a la necesidad, con base en la experiencia operacional—para asegurar que el Proyecto propuesto cumple o excede los estándares requeridos durante todas las fases de la operación.</p> <p>4) Asegurar que una ingeniería detallada sería llevada a cabo para todos los componentes por contratistas adecuadamente calificados y experimentados, bajo el manejo de un equipo técnico de la Solicitante, y en concordancia con estrictos requerimientos técnicos que serían cuidadosamente definidos en documentos contractuales. Los contratistas de ingeniería calificados que sean seleccionados probablemente serían distintos para el casco, los fieltros de la regasificación, las amarras, los ductos, etc. Usando este proceso, la Solicitante se aseguraría que toda la ingeniería sería ejecutada para cumplir o exceder los requerimientos regulatorios y los requerimientos internos de la Solicitante.</p> <p>5) Encargar una serie de ensayos con modelos a escala de las instalaciones de la FSRU en una pileta de pruebas cuya calidad haya sido ampliamente comprobada. Primero se llevarían a cabo análisis teóricos más detallados para identificar los criterios que se deberán tomar en cuenta y los casos por ser simulados en la</p>

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p data-bbox="857 266 1435 779">pileta. En estas pruebas a escala se cubriría tanto las condiciones del mar sin el carguero de LNG amarrado a la instalación como las condiciones operativas del mar con un carguero junto a la FSRU. Se estudiarían los movimientos de la instalación flotante y sus sistemas de amarras y carga en condiciones de tormenta para confirmar los resultados estimados. De igual manera, se estudiarían los movimientos absolutos y relativos entre la FSRU y la embarcación atracada para confirmar los límites de operatividad de los sistemas de acoplamiento, las defensas y las grúas de carga. Los ensayos también suministrarían información sobre los movimientos de la FSRU para el diseño más detallado de los equipos instalados a bordo.</p> <p data-bbox="824 789 1435 1121">6) La Solicitante deberá contratar a un tercero para que realice una verificación detallada e independiente de ingeniería, la compra de equipos y fabricación, construcción e instalación de todos los componentes del Proyecto. En caso de que la verificación independiente sea requerida por una agencia regulatoria o tenga como propósito la obtención de una certificación, se deberá llevar a cabo un único proceso de verificación para así asegurar la eficiencia de esta verificación.</p> <p data-bbox="824 1131 1435 1430">7) Durante las fases de construcción del proyecto propuesto, se realizarían auditorías de calidad y seguridad en los puntos más importantes de fabricación / construcción, por parte de la Solicitante, para asegurar la calidad y seguridad de los componentes del Proyecto. El control de la seguridad y la calidad durante la construcción sería una obligación contractual para los diversos contratistas seleccionados por la Solicitante.</p> <p data-bbox="824 1440 1435 1894">8) Antes de liberar la FSRU de su sitio en la costa (antes de remolcarla al sitio propuesto del Proyecto) y luego de la instalación costa afuera de todos los componentes, pero antes del inicio de las actividades en las instalaciones, la Solicitante llevaría a cabo una revisión formal. Las condiciones de las instalaciones, el control de la calidad, "asuntos pendientes", la operatividad y el acatamiento de las normas y los requisitos legales serían revisados cuidadosamente en durante una sesión en equipo antes de proseguir, primero con el remolque, y segundo con el inicio de las operaciones de LNG. Es probable que durante esas sesiones se identifiquen algunas acciones;</p>

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p>algunos deberán ser finalizados antes de proceder con el siguiente paso, y otros serían identificados para tomar acción por plazos o hitos específicos. Tanto este proceso como cualquier otro hallazgo serían formalmente documentados.</p> <p>AM PS-1b. Certificación de clase y Certificado de gestión de seguridad para la FSRU. Una certificación de clase y un certificado de manejo de seguridad, son requeridos bajo convenios internacionales (p.ej., a través de la Organización Marítima Internacional [IMO]) para navíos empleados para viajes internacionales. Aunque esto podría no ser requerido para la FSRU estacionaria, la Solicitante obtendría una certificación de clase para la instalación. La Solicitante proporcionaría voluntariamente un sistema documentado de manejo que estaría en cumplimiento con el Código Internacional de Manejo para la Operación Segura de Embarcaciones (ISM) y los estándares internos de la Solicitante, relacionados con salud, seguridad, ingeniería y construcción. Cuando esté en operación, la FSRU sería certificada bajo los estándares de calidad de la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) ISO-9000 e ISO-14000.</p> <p>AM PS-1c. Inspecciones y estudios periódicos llevados a cabo por Sociedades de Clasificación. La Solicitante habría llevado a cabo inspecciones periódicas de la FSRU por parte de sociedades de clasificación, incluyendo inspecciones anuales y una investigación completa luego de cinco años de operación de las instalaciones y cada cinco años a partir de entonces. Esto ayudaría a asegurarse que los procedimientos a bordo de la embarcación son revisados y actualizados regularmente, y que el equipo de procesamiento y de emergencia sería mantenido apropiadamente, y sería reparado o actualizado de acuerdo a la necesidad.</p> <p>AM PS-1d. Delimitación de la zona de seguridad (exclusión) y el Área a ser evitada. La Solicitante monitorearía una zona de seguridad en un radio de 1,640 pies (500 m), que será determinada por el USCG, alrededor de la FSRU, donde el tráfico marítimo público sería excluido. La Solicitante también ha propuesto designar un Área a ser Evitada con un radio de 2 millas náuticas (2.3 millas o 3.7 km) alrededor de la FSRU. Cada una de estas zonas sería señalada en las cartas de navegación y serviría como parte de la Notificación a los Marineros para que eviten estas áreas.</p>

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p>AM MT-3a. Patrullaje de la Zona de seguridad se aplicaría a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p> <p>AM MT-3d. Técnicas de gestión para el Equipo de la Sala de Control se aplicaría a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p> <p>AM MT-3e. Transmisión de advertencias de navegación se aplicaría a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p> <p>MM PS-1e. Resistencia al fuego de los tanques de almacenamiento. La ingeniería de seguridad, los HAZID, los HAZOP y QRA, que apoyan el diseño detallado de ingeniería, debe incluir casos donde el asilamiento del tanque de carga debe caer en el caso de un incendio.</p> <p>MM PS-1f. Exposición a temperaturas extremas por parte de los componentes estructurales La ingeniería de seguridad, los HAZID, los HAZOP y QRA, que apoyan el diseño detallado de ingeniería, debe incluir casos donde las cubiertas, los cascos y componentes estructurales están expuestos tanto a temperaturas criogénicas por LNG derramado como a calor extremo por un incendio.</p> <p>MM PS-1g. HAZOP previas y posteriores a las operaciones Los HAZOP deben ser llevados a cabo para tomar en cuenta todas las operaciones con LNG antes de comenzar la operación y luego de un año de operación en la manera y complejidad establecidos por el Programa de Manejo de Riesgos (RMP) bajo la Ley del Aire Limpio, Sección 112 (r) y descritos posteriormente en regulaciones contenidas en el 40 CFR 68. Los resultados de estas revisiones deben ser usados para mejorar y refinar prácticas operacionales y procedimientos de respuesta a emergencias. Luego de los HAZOP iniciales y primeros pos-operacionales, se deben llevar a cabo HAZOP adicionales cada dos años, a menos que haya habido un cambio en el equipo u otro cambio significativo. Los resultados de estas revisiones deben ser revisados como parte del manejo de configuración, cuando se ha realizado cualquier cambio de equipo, operacional o de procedimiento, que necesitaría de la puesta en marcha de una revisión HAZOP adicional para la nueva configuración. Los HAZOP deben ser realizados por la Solicitante o por un tercero calificado, incluyendo la participación de la CSLC.</p> <p>MM MT-3f. Uso del radar en tiempo real y supervisión visual se aplicaría a este impacto (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p>

Tabla 4.2-9 Resumen de los Impactos a la Seguridad Pública y las Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
<p>PS-2. Una colisión fuerte con la FSRU o con un carguero de LNG u otro navío o un ataque intencional podrían causar una ruptura de los tanques Moss que contienen el LNG, lo cual provocaría la fuga de una nube de vapor inflamable no-encendida, que a su vez podría extenderse más allá del radio de la zona de seguridad de 1,640 pies (500 m) alrededor de la FSRU, o podría afectar a los usuarios de botes, en los alrededores de un carguero de LNG o afectar las embarcaciones que recorran el Esquema de Separación de Tráfico Marítimo (Clase I).</p>	<p>AM PS-2a. AIS, radar y radioteléfono marítimo VHF. La Solicitante equiparía los cargueros de LNG y la FSRU con los servicios de un AIS y con un radar de tiempo real y un radioteléfono VHF marítimo.</p> <p>AM PS-1a. Proceso de ingeniería de la Solicitante y ejecución del Proyecto.</p> <p>AM PS-1b. Certificación de clase y Certificado de gestión de seguridad para la FSRU.</p> <p>AM PS-1c. Inspecciones y estudios periódicos por parte de las Sociedades de Clasificación.</p> <p>AM PS-1d. Delimitación de zona de seguridad (exclusión).</p> <p>AM MT-3a. Patrullaje de la zona de seguridad.</p> <p>AM MT-3b. Observación del carguero de LNG desde la FSRU.</p> <p>AM MT-3c. Presencia de un solo carguero de LNG en la ruta de aproximación.</p> <p>AM MT-3d. Técnicas de gestión para el Equipo de la Sala de Control.</p> <p>AM MT-3e. Transmisión de advertencias de navegación.</p> <p>MM PS-1e. Resistencia al fuego del tanque de almacenamiento</p> <p>MM PS-1f. Exposición de los componentes estructurales a temperaturas extremas</p> <p>MM PS-1g. HAZOP previos y posteriores a las operaciones</p> <p>MM MT-3f. Ubicación en radar en tiempo real y observación visual (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p> <p>MM MT-3g. Información para las cartas de navegación (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p> <p>MM MT-3h. Embarcación de patrullaje adicional (ver Sección 4.3, "Tráfico Marítimo").</p>

1 4.2.8 Ductos de Gas Natural

2 4.2.8.1 Antecedentes

3 Gas Natural Propiedades y Riesgos

4 El gas natural consiste principalmente de metano, conjuntamente con cantidades más
5 pequeñas de hidrocarburos más pesados, como metano, propano y butano. Los
6 rangos aceptables de contenido de hidrocarburos, gases no-hidrocarburos, y
7 contaminantes para el gas natural usado en California, son establecidos a través de la
8 Comisión de Entidades Públicas de California (CPUC) quien aprueba convenios

1 tarifarios entre el Solicitante y la entidad pública que acepte la distribución del gas hacia
2 su área de servicio. El componente principal del gas natural, el metano, es incoloro,
3 inodoro e insípido. No es tóxico, pero está clasificado como un asfixiante simple,
4 representando un peligro leve por inhalación. La deficiencia de oxígeno puede ocurrir si
5 el metano es inhalado en altas concentraciones, resultando en un daño grave o en la
6 muerte. Por esta razón, las regulaciones de seguridad del ducto, contenidas en la
7 Parte 192.625 del Título 49 del Código de Regulaciones Federales (CFR) requieren la
8 adición de un odorante al gas natural. Ver Capítulo 2, “Descripción de la Propuesta de
9 Acción”, en la cual se discute la odorización del gas natural.

10 El metano tiene una temperatura de auto-ignición (la temperatura mínima requerida en
11 ausencia de una chispa o flama para encender el metano) de 1,166 °F (630 °C) y es
12 inflamable en concentraciones entre 15% (15% de metano, 85% aire) y 5% (5% metano
13 y 95% aire) por volumen. Si existen concentraciones inflamables de metano dentro de
14 un espacio cerrado en presencia de una fuente de ignición, puede ocurrir una
15 explosión. Sin embargo, debido a que la gravedad específica del metano en el aire de
16 0.55, es decir, que el metano es volátil en presiones y temperaturas atmosféricas y se
17 dispersa rápidamente en el aire, las mezclas no confinadas de metano en el aire son
18 raramente explosivas.

19 **Información histórica de riesgos para los Ductos de Gas Natural**

20 Existe una cantidad sustancial de información histórica disponible sobre los peligros y
21 riesgos asociados con el transporte de gas natural a través de ductos. Por décadas,
22 los operadores de ductos han debido proporcionar información específica relacionada
23 con incidentes en sus operaciones a la Oficina de Seguridad de Ductos (OPS),
24 perteneciente a la Administración del Departamento de Transporte y Administración de
25 Materiales Peligrosos y Seguridad de Ductos de los Estados Unidos (PHMSA). La
26 CPUC también se ocupa del manejo de riesgos como parte de su jurisdicción
27 regulatoria en más de 100,000 millas (161,000 km) de ductos intra-estadales de gas
28 natural que son de propiedad pública, los cuales transportaron el 85% de la cantidad
29 total de gas natural suministrado a los consumidores de gas de California en el año
30 2003.

31 En este documento, la información histórica sobre la tubería se genera solo de
32 operaciones de tuberías en los Estados Unidos, las cuales están sujetas a los mismos
33 requerimientos de regulaciones sobre diseño, inspección, mantenimiento y operaciones
34 que deberían ser aplicadas a las líneas de tuberías a ser construidas como parte del
35 Proyecto propuesto. Información acerca de los numerosos y serios incidentes
36 relacionados con tuberías de transmisión de gas natural alrededor del mundo no ha
37 sido incluida en la evaluación de este proyecto, dada las diferencias sustanciales en la
38 manera de operar con la experiencia dentro de los Estados Unidos.

39 La Tabla 4.2 10 presenta un resumen de la información de incidentes en ductos de
40 transporte de gas natural para tres periodos: 1970 a 1984 (bajo los viejos
41 requerimientos de reporte), los 1990s (bajo nuevos requerimientos de reporte) y 2000 a
42 2003. La información incluye ductos costa adentro y costa afuera. Las causas caen en

1 tres categorías principales: fuerzas externas, corrosión y defectos en la construcción o
2 los materiales. Todas las otras causas están combinadas en una cuarta categoría que
3 incluye reportes donde la causa no fue especificada o fue atribuida a una causa menos
4 común. Todavía no existe información disponible con los cambios más recientes de
5 reporte para ductos de transporte de gas natural.

6 La dramática disminución en el número total de incidentes reportables desde 1990,
7 comparada con el período de 1970 al 1984, se ilustra en la última fila de la Tabla
8 4.2-10, la cual muestra el número total de incidentes y el promedio anual de incidentes
9 durante el período reportado. Aunque parte de la disminución se atribuye al cambio de
10 los requerimientos de reporte en 1984, también es resultado de la puesta en práctica
11 de algunas iniciativas de seguridad en ductos durante las últimas dos décadas, las
12 cuales han reducido significativamente el número de incidentes atribuibles a fuerzas
13 externas. Esto probablemente se deba a una mejor señalización del ducto y a un uso
14 más universal de los sistemas de “Una-Llamada”, antes de excavaciones realizadas por
15 terceros. A medida que los ductos más viejos fueron abandonados o mejorados para
16 incluir sistemas de protección catódica, los números de incidentes asociados con los
17 eventos de corrosión también disminuyeron.

18 En un significativo incremento de fugas de gas en pequeñas líneas de distribución de
19 gas operadas por Washington Gas Light en el área de Prince George County,
20 Maryland, se determinó que se debió a la composición del LGN regasificado importado
21 a través del Terminal Dominion Cove Point en Calvert County, Maryland. La
22 investigación sobre la materia en Washington Gas Light atribuye estos incrementos a
23 los siguientes factores:

- 24 • Envejecimiento de los sellos. Los sellos usados en Washington Gas Light han
25 sido usados durante 30 o 50 años. Algunos de ellos han perdido su fuerza;
- 26 • Cambios en la Composición del Gas. Algunos tipos de material de sellado se
27 encogen debido a cambios en la composición del gas; y
- 28 • Disminuciones de temperatura. La llegada del invierno genera un encogimiento
29 adicional en los sellados, debido al enfriamiento del suelo.

30 De acuerdo a testimonios aportados por Kevin Shea de Gas and Electric de San Diego
31 y SoCalGas ante CPUC, ninguno de esas empresas ha experimentado ese tipo de
32 problemas con sus tuberías interestatales ni dentro del estado. Cada organización esta
33 investigando si se ha utilizado el tipo de conexiones que han presentado problemas y si
34 estas deben permanecer en uso. El Sr Shea también indicó que una diferencia clave,
35 es que California no posee las caídas en la temperatura del suelo que ocurren en la
36 Costa Este. San Diego Gas and Electric al igual que SoCalGas han analizado
37 conjuntamente los nuevos componentes de las tuberías introducidos en del sistema,
38 para evaluar por anticipado su compatibilidad con los componentes del gas. (Shea
39 2005).

Table 4.2-10 Natural Gas Transmission Pipeline Incidents by Cause

Cause	1970 to 1984	1990-1999	2000-2003
Outside Forces – Total	54%	41.1%	32.8%
Car, Truck or Other Vehicle not related to Excavation Activity	36%		3.19%
Third-Party Excavation Damage			8.12%
Operator Excavation Damage	3.9%		1.16%
Earth Movement	7.2%		1.16%
Weather: Lightning, Heavy Rains/Floods, High Winds	5.8%		2.32%
Other, Vandalism	0.81%		0.58%
Outside Forces			16.23%
Corrosion – Total	17%	22.3%	27.0%
Corrosion, External		8.62%	11.30%
Corrosion, Internal		13.5%	15.36%
Corrosion, Not Specified		0.13%	0.29%
Construction or Material Defect – Total	21%	15.3%	17.7%
Body of Pipe			2.03%
Component			1.45%
Construction or Material Defect			5.51%
Butt Weld			1.74%
Fillet Weld			0.58%
Joint			1.74%
Pipe Seam Weld			2.90%
Ruptured or Leaking Seal/Pump Packing			0.29%
Threads Stripped, Broken Pipe Coupling			1.45%
Other – Total	8%	21.4%	22.6%
Fire/Explosion as Primary Cause			0.29%
Incorrect Operation			1.45%
Malfunction of Control/Relief Equipment			1.16%
Miscellaneous			3.77%
Other			12.75%
Rupture of Previously Damaged Pipe			0.29%
Unknown			2.90%
Total Incidents and Annual Average	Total: 5,862 Average: 404/yr	Total: 771 Average: 77/yr	Total: 345 Average: 86/yr

1 Factores que Afectan la Frecuencia de Incidentes en Ductos

2 La frecuencia de incidentes que puede esperarse para un segmento específico del
3 ducto, varía ampliamente en términos de edad, diámetro de la tubería, y control del
4 nivel de corrosión.

5 La causa predominante de incidentes a lo largo de las décadas ha provenido de
6 fuerzas externas, constituyéndose en el 53.5% de todos los incidentes de servicio entre
7 1970 y 1984. Éste también fue el caso para los incidentes reportados durante los 90s y
8 en el periodo comprendido entre el 2000 y 2003. Los incidentes de fuerzas externas se
9 producen por choques contra la tubería de equipos mecánicos como bulldozers y
10 retroexcavadoras, anclas de botes de dragado o equipos de pesca por arrastre; de
11 movimientos de tierras debido a la ocupación de las tierras, corrientes de agua, o
12 peligros sísmicos; de efectos climáticos tales como vientos, tormentas, y tensiones
13 termales; y por daños premeditados.

14 Los ductos más viejos también tienen una frecuencia mayor de incidentes por fuerzas
15 externas, en parte porque su ubicación podría ser menos conocida y podrían no estar
16 tan bien señalizados como las líneas nuevas. Adicionalmente, los ductos viejos
17 contienen un número desproporcionado de tuberías de diámetros más pequeños, los
18 cuales tienen un mayor rango de incidentes por fuerzas externas. Los ductos de
19 diámetros más pequeños se rompen o aplastan más fácilmente por equipos mecánicos
20 o movimientos de tierra.

21 La frecuencia de incidentes de servicio depende mucho de la edad del ducto. Mientras
22 que los ductos instalados desde 1950 exhiben una frecuencia bastante constante de
23 incidentes de servicio, los ductos instalados antes de ese año tienen un nivel
24 significativamente más alto de frecuencia, particularmente debido a la corrosión. Los
25 revestimientos técnicamente más avanzados y la protección catódica para reducir el
26 potencial de corrosión son procedimientos generalmente utilizados en los ductos más
27 nuevos.

28 Fugas Reportables de Gas Natural de la Compañía de Gas del Sur de California

29 Los operadores de ductos que experimentan incidentes reportables relacionados con el
30 transporte de gas natural, deben informarlos al Centro Nacional de Respuesta (NRC).
31 Un sistema de base de datos para reportes de incidentes suministrados por SoCalGas,
32 identificó un total de 29 incidentes donde el gas natural había sido liberado de un ducto
33 de esta Compañía (NRC 2004). Algunos de estos incidentes ocurrieron como resultado
34 de daños a las líneas de distribución por parte de terceros, y otros restantes
35 involucraron directamente ductos de transporte. Estos incidentes se resumen en la
36 Tabla 4.2.11. Adicionalmente han sido reportados otros incidentes a la CPUC, la cual
37 posee estrictos requerimientos para reportarlos, esta información es confidencial y no
38 puede ser divulgada.

Table 4.2-11 SoCalGas Natural Gas Transmission Pipeline Incidents Reported to the National Response Center

Incident Report No./ Date	Location/ Cause/Description	Damages
781854 / April 26, 2005	Intersection of Nebraska and Academy, Selma, Fresno County. Release from gas meter caused by motor vehicle accident.	1 injury with hospitalization. No damages, fatalities, or evacuations noted at time of report.
776676 / October 19, 2005	9753 Rancho Rd., Adelanto, San Bernardino County. Release from 30-inch steel pipeline during pigging operation caused by operator error.	No injuries, fatalities, evacuations, or damages noted at time of report.
760644 / June 1, 2005	Flamingo Rd. at Bluebird Canyon Dr., Laguna Beach, Orange County. Gas line break resulting from large landslide.	> \$50,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
746942 / January 11, 2005	Old Waterman Canyon Rd., San Bernardino, San Bernardino County. Release from 4-inch pipeline resulting from storm-related landslide.	No injuries, fatalities, evacuations, or damages noted at time of report.
746361 / December 9, 2004	Highway 166 at Old River Rd., Taft, Kern County. 12-inch high-pressure line struck by farming equipment.	No injuries, fatalities, evacuations, or damages noted at time of report.
746359 / October 1, 2004	Old River Rd., Mettler, Kern County. 12-inch high-pressure line struck by farming equipment.	No injuries, fatalities, evacuations, or damages noted at time of report.
May 5, 2004	Ventura County, Rose Avenue in El Rio. The impact of a vehicle collision pushed a passenger van off the roadway and onto a small natural gas line regulator station, snapping off the pressure valve.	Approximately 700,000 ft ³ (19,800 m ³) of natural gas released, roadways within 8 square miles (20.7 km ²) blocked to traffic, and staff/students at nearby Rio Mesa High School directed to shelter in place. Valve was reportedly replaced within an hour, and no serious injuries were reported. Incident involved distribution line and did not meet minimum criteria to require reporting to the NRC. Incident did meet CPUC reporting criteria and was reported to CPUC by SoCalGas.
703085 / October 20, 2003	Intersection of Bushard and Hazard, Garden Grove, Orange County. Damage to steel gas line, cause unreported.	1 injury noted in report, no hospitalization. No damages, fatalities, or evacuation noted at time of report.

Table 4.2-11 SoCalGas Natural Gas Transmission Pipeline Incidents Reported to the National Response Center

Incident Report No./ Date	Location/ Cause/Description	Damages
641136 / April 2, 2003	8141 Gulana Ave., Playa Del Ray, Los Angeles County. Release of gas to atmosphere from valve because of shutdown of ESD system.	> \$75,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
630656 / December 2, 2002	Intersection of Rustic Glenn and Harveston Dr., Temecula, Riverside County. 2-inch plastic main damaged by third party while performing maintenance work.	2 injuries, both hospitalized. No damages, fatalities, or evacuations noted at time of report.
595360 / March 1, 2002	1317 Palisades Beach Rd., Santa Monica, Los Angeles County. 1.25-inch service line cut by a third party using a concrete saw.	No damages, injuries, or fatalities noted at time of report. 12 people evacuated.
591361 / January 16, 2002	Kern County, Valley Acres, in the right-of-way 0.25 mile (0.4 km) south of State Route 119. 26-inch (0.7 m) transmission line break due to unknown causes, estimated release duration 2 hours.	\$50,000 in damages. No injuries or fatalities noted. Evacuated 24 private citizens. Closed State Route 119, both north and south.
589269 / December 21, 2001	16468 Lakeshore Dr., Elsinore, Riverside County. Distribution main leaked – cause unknown but believed to be damage by third party. Explosion reported.	> \$2,500,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
565500 / May 9, 2001	Los Angeles County, Santa Clarita, 26623 May Way. Odor complaint due to purging a high-pressure gas transmission line. Estimated 2-hour release.	12 injuries noted in report. No hospitalizations, fatalities, or evacuation noted.
555595 / February 2, 2001	Santa Barbara County, Cuyuma, 5 miles (8 km) from city, 0.5 mile (0.8 km) west of State Route 133, and 2.5 mile (4 km) south of State Route 166. Third-party excavation ruptured underground transmission line.	\$80,000 in damages, No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.

Table 4.2-11 SoCalGas Natural Gas Transmission Pipeline Incidents Reported to the National Response Center

Incident Report No./ Date	Location/ Cause/Description	Damages
521504 / February 29, 2000	1005 East Third St., Calexico, Imperial County. Service line damaged by backhoe operator; released gas ignited, damaging one home.	> \$75,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
503224 / October 21, 1999	3996 Frandon Court, Simi, Ventura County. Leak in 0.5-inch (1.3-centimeter [cm]) line at residence resulted in explosion and fire.	> \$50,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
468762 / December 24, 1998	Kern County, 8 miles (12.9 km) south of Lost Hills. "Transfer" pipeline failed due to "earth movement." Release was secured.	None noted in report.
467562 / December 14, 1998	5300 Machado Rd., Culver City, Los Angeles County. 2-inch (0.05 m) pipeline ruptured by backhoe while digging trench at construction site.	No injuries, fatalities, evacuations, or damages noted at time of report.
466649 / December 4, 1998	Intersection of Lincoln and Walker Aves., Cyprus, Orange County. 8-inch (0.2 m) steel gas main damaged by third party contractor while trenching.	> \$50,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
461704 / October 28, 1998	Riverside, State Route 91 at Arlington Avenue. 30-inch (0.76 m) transmission line, 2-inch (5 cm) fitting ruptured by contractor. Release was adjacent to railroad line.	Rail traffic through area stopped.
455537 / September 15, 1998	Balboa Blvd. & 37 th St., Newport Beach, Orange County. Corrosion in 6-inch (0.15 m) steel distribution line.	> \$50,000 in damages. No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
453794 / September 3, 1998	5317 Trail St., Norco, Riverside County. Brittle cracking in 4-inch (0.1 m) plastic underground service line.	One injury. No fatalities, no evacuation, and no damages noted at time of report.
426636 / March 2, 1998	Ventura County, Somis, 4149 Clubhouse Drive. 24-inch (0.6 m) transmission line break due to landslide.	> \$50,000 in damages, No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
426474 / March 1, 1998	Los Angeles County, Santa Clarita, Saticoy. 20-inch (0.5 m) transmission line break due to landslide.	> \$50,000 in damages, No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.

Table 4.2-11 SoCalGas Natural Gas Transmission Pipeline Incidents Reported to the National Response Center

Incident Report No./ Date	Location/ Cause/Description	Damages
366376 / October 26, 1996	Los Angeles County, Sylmar, Foothill and Balboa Streets Expansion joint ruptured on transmission line ruptured.	> \$50,000 in damages, No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
287958 / April 19, 1995	Ventura County, La Conchita, Line 1003 16-inch (0.4 m) transmission line break due to landslide. Line isolated.	> \$50,000 in damages, No injuries, fatalities, or evacuation noted at time of report.
217077 / January 17, 1994	Los Angeles County Earthquake. Unknown quantity released. Preliminary information on service status: 1,200 service outages, 3 transmission lines, and 25 distribution lines out of service.	Unknown at the time of the report.

1 Riesgos Estimados en la Seguridad de Ductos

2 Para el propósito de este análisis, se han estimado los riesgos asociados con el
3 transporte de gas natural a través de ductos, con base en la información histórica de
4 incidentes en ductos, costa adentro y costa afuera, recopilados por la Oficina para la
5 Seguridad de Ductos (OPS). Esa información provee una base sólida para estimados
6 cuantitativos de riesgos potenciales, naturaleza del peligro, consecuencias potenciales
7 y la probabilidad de ocurrencia o de frecuencia, basada en reportes recopilados durante
8 varias décadas de operación de cientos de miles de millas de tuberías. Esa data es
9 usada para desarrollar nuevas regulaciones de seguridad para tuberías, tales como
10 llevar a cabo inspecciones mas frecuentes por parte del personal de la agencia y hasta
11 acciones de enjuiciamiento criminal contra operadores. La OPS igualmente evalúa
12 condiciones relativas a seguridad y reporta incidentes a fin de identificar tendencias o
13 causas frecuentes de incidentes en ductos los cuales pudieran competir a los
14 operadores de tuberías y emite boletines con recomendaciones cuando esas
15 competencias han sido identificadas. Esta información también es publicada en el
16 Registro Federal.

17 La información disponible de la OPS incluye tanto los ductos costa adentro como
18 aquellos costa afuera, y no distingue entre incidentes ocurridos en ambos entornos.
19 Desde el 9 de febrero de 1970, todos los operadores de sistemas de transporte y de
20 recopilación han sido obligados a notificar a la OPS, cualquier incidente reportable y
21 entregar un reporte escrito que describa el incidente.

22 Los incidentes de servicio resumidos en la Tabla 4.2-10, incluyen fallas de distinta
23 magnitud con una amplia gama de consecuencias, en tuberías de todas las edades y
24 diámetros. Cerca de dos tercios de los incidentes fueron catalogados como fugas; el
25 tercio restante fue clasificado como rupturas, lo cual implica fallas mas graves.

1 Los incidentes en ductos de gas natural reportados por SoCalGas que se presentan en
2 la Tabla 4.2.11, aportan una idea general de la naturaleza, frecuencia y consecuencias
3 de accidentes que han sido experimentadas por este operador de ductos.

4 El Comité NRC para la Seguridad de Ductos Marítimos revisó las causas de fallas
5 pasadas ocurridas en ductos, el potencial para fallas futuras, y las formas de prevenir o
6 mitigar estas fallas y determinó que la red de ductos marítimos no representa una
7 amenaza extraordinaria a la vida humana. El cuadro 4.2.12 presenta los resúmenes
8 anuales de incidentes reportados, asociados con transporte costa adentro y costa
9 afuera de gas natural y ductos de conexión desde 1986 hasta 2005. Durante este
10 periodo de 20 años, la información indica que los esfuerzos para mejorar la seguridad
11 en los ductos tuvieron cierto éxito. A pesar de que en los años recientes ha ocurrido un
12 mayor número de accidentes, existe una tendencia general de disminución en el
13 número de fatalidades y daños provocados por incidentes asociados con estos ductos.
14 Esta situación se ilustra en las líneas de que representan las tendencias expresadas en
15 el gráfico 4.2-2. La reciente tendencia a incremento del número total de incidentes se
16 manifiesta por causa de averías. Por ejemplo, in el 2004, 42 de 121 incidentes 35%
17 fueron causados por fuerzas externas que incluyen: accidentes de vehículos; daños
18 causados por terceras partes, Ej. contratistas de construcción usando
19 retroexcavadoras; movimientos de tierra, fuertes lluvias, inundaciones, fuego y
20 explosiones. En el año 2005; 75 de los 160 accidentes (45%) fueron causados por esas
21 mismas fuerzas externas no operacionales.

22 La información muestra que el promedio anual para el periodo de 1986 a 2003 fue de
23 3.3 muertes por año durante la operación de alrededor de 324,000 millas (521,430 km)
24 de ductos para transporte y conexión de gas natural, costa adentro y costa afuera. La
25 información disponible no está categorizada por ductos costa adentro versus ductos
26 costa afuera. Los accidentes de ductos que involucran muertes o daños fueron
27 descritos como "raros" (Registro Federal 68 [FR] 69369, del 12 de diciembre del 2003).
28 El utilizar data combinada de incidentes en ductos tanto de costa adentro como de
29 costa afuera, representa una aproximación conservadora para estimar el riesgo
30 potencial al público derivados de los ductos marítimos gemelos asociadas al proyecto.

31 La información histórica mostrada en el Cuadro 4.2-12 incluye incidentes por tuberías
32 viejas que no se sometieron al diseño estricto ni a los criterios de seguridad que se
33 aplican a la construcción de nuevas tuberías y a una amplia variedad de tipos y
34 medidas de tuberías.

35 A modo de comparación, los totales nacionales de muertes accidentales por varios
36 peligros provocados por el hombre y otros de tipo natural, tal como aparecen en la
37 Tabla 4.2.13, proporcionan una medida relativa de la seguridad de toda la industria de
38 ductos de gas natural. Las comparaciones directas entre categorías de accidentes,
39 deben realizarse de manera cautelosa, dado las exposiciones individuales a peligros no
40 son uniformes entre categorías. Como se muestra en la Tabla 4.2.13, el impacto
41 potencial al público por la operación de ductos de transporte de gas natural en los
42 Estados Unidos, es considerablemente menor que para otros tipos de transporte.
43 Adicionalmente, el cuadro ilustra la diferencia en registros de seguridad para ductos de

- 1 transporte de gas en comparación con los ductos de distribución de gas, los cuales
- 2 tienden a ser más pequeños en diámetro y a tener un menor grosor de las paredes,
- 3 éstos pueden estar contruidos de un tipo de plástico en lugar de acero y a menudo no
- 4 están tan bien marcados como el sistema de ductos de transporte.

Table 4.2-12 Annual Incident Summaries – U.S. Gas Transmission Pipelines^a

Year	Incidents	Fatalities ^b	Injuries ^b	Property Damage	Total Transmission and Gathering Pipelines (miles/km)
1986	83	6	20	\$11,166,262	321,653 (517, 650)
1987	70	0	15	\$4,720,466	323,988 (521,410)
1988	89	2	11	\$9,316,078	320,202 (515,315)
1989	103	22	28	\$20,458,939	320,070 (515,102)
1990	89	0	17	\$11,302,316	324,410 (522,087)
1991	71	0	12	\$11,931,238	326,575 (525,571)
1992	74	3	15	\$24,578,165	324,097 (521,584)
1993	95	1	17	\$23,035,268	325,319 (523,550)
1994	81	0	22	\$45,170,293	332,849 (519,575)
1995	64	2	10	\$9,957,750	327,866 (527,649)
1996	77	1	5	\$13,078,474	321,791 (517,872)
1997	73	1	5	\$12,078,117	328,821 (529,096)
1998	99	1	11	\$44,487,310	331,867 (534,080)
1999	54	2	8	\$17,695,937	328,378 (525,096)
2000	80	15 ^c	18	\$17,868,261	326,506 (528,658)
2001	87	2	5	\$23,674,225	312,654 (502,228)
2002	82	1	5	\$26,552,569	324,767 (525,518)
2003	99	1	8	\$47,106,213	320,366 (511,099)
2004	121	1	3	\$67,697,511	325,235 (523,303)
2005 ^d	160	3	7	\$213,532,766	not available
Totals 1986- 2005	1,751	64	242	\$655,408,158	---
Average Annually 1986- 2005	87.5	3.2	12.1	\$32,770,408	324,600 (522,281)

Notes:

^a1986 through 2005, USDOT Office of Pipeline Safety, Gas Pipeline Statistics, accessed 12/19/2005 at <http://ops.dot.gov/stats/stats.htm> and <http://ops.dot.gov/stats/GTANNUAL2.HTM>

^bInjury and fatality data reported are for transmission and gathering lines, and include workers as well as members of the public.

^cThis includes 12 people killed in the El Paso Natural Gas pipeline incident near Carlsbad, New Mexico.

^dThrough December 3, 2005.

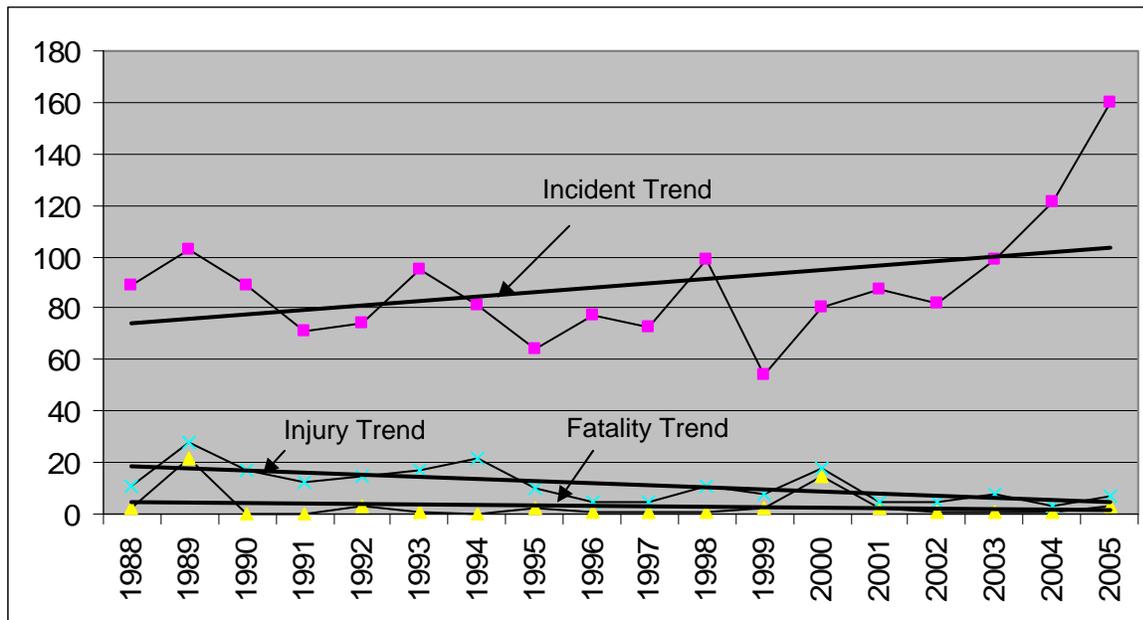


Figure 4.2-2 Pipeline Incident, Injury, and Fatality Trends 1986–2005

Table 4.2-13 Annual Transportation Accidental Deaths

Type of Accident	Average Number of Fatalities per Year ^a	Most Recent Year Fatalities (2002/2003)
All transportation accidents and adverse effects (1990, 1995, 1997, 1998 average) ^a	93,525 ^a	44,888 ^c
Motor vehicles (1990, 1994-1998 average) ^a	42,114 ^a	42,643 ^c
Motor vehicle traffic collisions in California (2003)	---	4,225 ^d
Railroad accidents (1990-1998 average) ^a	1,158 ^a	767 ^c
Aviation accidents	---	707 ^c
Marine accidents	---	759 ^c
Gas distribution pipelines (1990-2005 average) ^b	15.4 ^b	10 ^b
Gas transmission pipelines (1986–2005 average) ^b	3.2 ^b	3 ^b

Notes:

^aAll data, unless otherwise noted, reflect statistics from the U.S. Department of Commerce, Bureau of the Census, Statistical Abstract of the United States, 118th Edition (1998)

^bU.S. Department of Transportation, Office of Pipeline Safety. 2005 <http://ops.dot.gov/stats.html>

^cNational Gas Institute's Daily Gas Price Index. September 7, 2004. "NTSB Reports Gas Pipeline Fatalities Up Slightly in 2003." Note that the increase was due to distribution line incidents, not transmission line accidents.

^dCalifornia Department of Finance, Number of Motor Vehicle Traffic Collisions and Persons Killed and Injured. 2002. http://www.dof.ca.gov/html/fs_data/stat-abs/tables/j8.xls

1 4.2.8.2 Regulaciones sobre Ductos

2 El cuadro 4.2-14 presenta las principales leyes, regulaciones y planes para seguridad
 3 en ductos. Las regulaciones aplicables a la materia están ampliamente descritas en el
 4 Apéndice C3 denominado: “Estándares de Diseño y Seguridad aplicables a Ductos de
 5 Transmisión de Gas Natural”. Los estándares del Departamento de Transporte de los
 6 Estados Unidos (DOT), están publicados en el 49 CFR, Partes 190-199. Estos
 7 estándares no mencionan aspectos, tales como emplazamiento y ruta, aspectos de
 8 unión, etc. Estos detalles son asuntos de negociación privada entre compañías de
 9 ductos y propietarios de tierras y/o directorios de zonificación de gobiernos locales.

Table 4.2-14 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Public Safety Regarding Pipelines

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
Federal	
49 CFR Parts 173 and 177 - PHMSA OPS	<ul style="list-style-type: none"> • Regulates transportation of hazardous materials in portable tanks and by highway. • Specifies minimum requirements for portable tanks and cargo tank motor vehicles. • Specifies requirements for driver training, inspections, shipping papers, segregation of hazardous materials, • Requires engine shutoff and bonding and grounding between containers to prevent accidental ignition due to static electricity for Class 3 materials (flammable and combustible liquids).
Pipeline Safety Act of 1994 49 U.S.C. § 60101 et seq. PHMSA OPS	<ul style="list-style-type: none"> • Defines the framework for pipeline safety regulation in the U.S.
Pipeline Safety Improvement Act of 2002, P.L. 107-355, 49 U.S.C. § 60101 et seq. - PHMSA OPS, CSLC, CPUC ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Tightens Federal inspection and safety requirements to include mandatory inspections of oil and natural gas pipelines with a history of safety problems within the next five years, with all pipelines to be inspected within ten years. All pipelines will then be inspected at seven-year intervals. • States that PHMSA OPS can order corrective actions, including physical inspection, testing, repair or replacement. • Requires development and implementation of pipeline integrity management programs by pipeline operators, including identifying areas where risks may be greater due to the population density (High Consequence Areas) and implementing a series of actions to mitigate the potential hazards in these areas. • Emphasizes the one-call notification system and encourages pipeline operators to voluntarily adopt and implement best practices for notification of leaks and ruptures. • Requires the establishment of public education programs by pipeline operators to provide municipalities, schools, and other entities with information to prevent pipeline damage and to prepare for any pipeline emergencies, including the one-call notification system, possible hazards from accidental releases from a pipeline, and actions to take in the event

Table 4.2-14 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Public Safety Regarding Pipelines

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
	<p>of a release.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Defines coordinated environmental review and permitting process to expedite conducting any necessary pipeline repairs. • Assesses maximum civil penalties against pipeline operators for violations of pipeline safety standards have increased. • Significantly strengthens the enforcement of pipeline safety laws and includes specific whistleblower protections for employees who provide information to the Federal government about pipeline safety. • Mandates continued Federal pipeline safety research and development by the National Institute of Standards and Technology, Department of Transportation, and Department of Energy.
49 CFR Part 190 - PHMSA OPS	<ul style="list-style-type: none"> • Describes availability of informal guidance and interpretive assistance for pipeline safety programs and procedures and establishes framework for inspections and for safety enforcement actions.
49 CFR Part 191 - PHMSA OPS, CSLC, CPUC ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Sets requirements for annual reports, incident reports, and safety-related condition reports.
49 CFR Part 192 - PHMSA OPS, CSLC, CPUC ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Sets minimum Federal safety standards for transportation of natural gas and other gases, including minimum materials properties such as yield strength; design formulas; standards for valves, flanges, fittings, supports and anchors; pipeline pressure controls; welding requirements; installation designs and limitations; corrosion control and monitoring; testing and inspection requirements; remedial and repair measures; environmental protection and safety requirements; procedural manuals for operations, maintenance, and emergencies; damage prevention programs; incident investigation; gas odorization; and requirements for abandonment or deactivation of facilities. • Each pipeline operator must establish an emergency plan that includes procedures for minimizing the hazards in a natural gas pipeline emergency. Key elements of the plan include procedures for: <ul style="list-style-type: none"> - Receiving, identifying, and classifying emergency events, gas leaks, fires, explosions, and natural disasters; - Establishing and maintaining communications with local fire, police, and public officials, as well as coordinating emergency response; - Making personnel, equipment, tools, and materials available at the scene of an emergency; - Protecting people first and then property and making them safe from actual or potential hazards; and - Implementing emergency shutdown of the system and safely restoring service. • Requires each operator to establish and maintain a liaison with the appropriate fire, police, and public officials to learn the resources and responsibilities of each organization that may respond to a natural gas pipeline emergency and to coordinate mutual assistance. • Subpart O describes Pipeline Integrity Management Programs for High Consequence Areas. Continuing public education programs must convey

Table 4.2-14 Major Laws, Regulatory Requirements, and Plans for Public Safety Regarding Pipelines

Law/Regulation/Plan/ Agency	Key Elements and Thresholds; Applicable Permits
	<p>information about:</p> <ul style="list-style-type: none"> - The use of a one-call notification system prior to excavation, and other damage prevention activities; - The possible hazards associated with unintended releases from the pipeline facility; - The physical indications that such a release may have occurred; - What steps should be taken for public safety in the event of a pipeline release; and - How to report such an event. <ul style="list-style-type: none"> • The Final Rule on Operator Public Awareness Programs (May 2005) states under 192.616: (d) The operator's [public awareness] program must specifically include provisions to educate the public, appropriate government organizations, and persons engaged in excavation-related activities. (e) The program must include activities to advise affected municipalities, school districts, businesses, and residents of pipeline facility locations. (f) The program and the media used must be as comprehensive as necessary to reach all areas in which the operator transports gas. (g) The program must be conducted in English and in other languages commonly understood by a significant number and concentration of the non-English speaking population in the operator's area.
49 CFR Part 199 - PHMSA OPS, CSLC, CPUC ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Requires drug and alcohol testing for pipeline operators.
State	
CPUC General Order 112-E State of California Rules Governing Design, Construction, Testing, Operation, and Maintenance of Gas Gathering, Transmission, and Distribution Piping Systems (CPUC 1996) - CPUC	<ul style="list-style-type: none"> • More stringent than USDOT requirements. • Rule 30 "Transportation of Customer-Owned Gas," limits specific concentrations for a number of substances, including hydrogen sulfide, mercaptan, sulfur, and hazardous substances.
Local	
South Coast Air Quality Management District	<ul style="list-style-type: none"> • Issues specific rules for the sulfur content of natural gas.
Ventura County Air Pollution Control District	<ul style="list-style-type: none"> • Issues specific rules for the sulfur content of natural gas.

^aThe USDOT, through PHMSA OPS, has statutory authority for pipeline safety in the U.S. but has delegated that authority for intrastate utility-owned natural gas pipelines to the CPUC.

1 El Solicitante se asegurará que los ductos e instalaciones en la superficie asociadas
 2 con el Proyecto, serán diseñados, construidos, operados y mantenidos de acuerdo a
 3 los requerimientos de estas regulaciones, lo cual incluye monitoreo de presión en las
 4 tuberías, además de otras condiciones utilizando un sistema SCADA e inspecciones
 5 internas de rutina a las tuberías (incluyendo 'smart pigs'). Esto reducirá el deterioro
 6 potencial o daño incidental a las tuberías de manera no detectable e irreparable. Como
 7 otro ejemplo, el solicitante se asegurará que las tuberías reposen sobre el fondo marino
 8 en aguas superficiales, con una cubierta pesada de concreto u otro material
 9 equivalente a fin de proveerle una masa adicional y permitir protección extra al ducto
 10 ante las herramientas de pesca. Asimismo se diseñará e instalará la tubería con un
 11 criterio antisísmico para de esta manera asegurarle la integridad aun bajo severos
 12 eventos sísmicos que pudieren generar rupturas o explosiones.

13 Clasificaciones del Área del Ducto

14 Los estándares mínimos para la seguridad del ducto son más estrictos donde hay
 15 potencial para que se produzcan impactos mayores a la salud y seguridad humana.
 16 Las clasificaciones del área del ducto, están definidas en el 49 CFR 192.5 y están
 17 basados en un estimado de la densidad de la población en la vecindad del ducto. Ver
 18 Cuadro 4.2-15. Las unidades de ubicación de clase son áreas costa adentro que se
 19 extienden 655 pies (200 m) a cualquier lado de la línea central del ducto, a lo largo de
 20 cualquier sección de 1-milla (1.6 km).

Table 4.2-15 Pipeline Location Class Definitions

Class 1	An offshore area or any class location unit with 10 or fewer buildings intended for human occupancy.
Class 2	Any class location unit with more than 10 but fewer than 46 buildings intended for human occupancy.
Class 3	Any class location unit with 46 or more buildings intended for human occupancy or an area where the pipeline lies within 300 feet (91 meters) of either a building or a small, well-defined outside area (such as a playground, recreation area, outdoor theater, or other place of public assembly) that is occupied by 20 or more persons on at least 5 days a week for 10 weeks in any 12-month period. (The days and weeks need not be consecutive.)
Class 4	Any class location unit where buildings with four or more stories aboveground are prevalent.

21 Las ubicaciones de clase que representan a las áreas más pobladas requieren de
 22 factores más altos de seguridad en el diseño, pruebas y operación del ducto.
 23 Ubicaciones de clase del área del ducto son usadas para especificar el espacio máximo
 24 permitido entre la sectorización de válvulas de bloque, las cuales son usadas para
 25 aislar las porciones de la línea a fin de permitir el mantenimiento y son esenciales para
 26 limitar la cantidad de gas que puede ser liberada en el caso de una fuga o ruptura a lo
 27 largo del ducto. Las regulaciones contenidas en la 49 CFR 192.179 requieren que
 28 cada punto en un ducto de transporte de gas natural esté dentro de un mínimo de 10
 29 millas (16 km) de un punto de sectorización de bloques en ubicaciones Clase 1, dentro
 30 de 7.5 millas (12 km) en ubicaciones Clase 2, dentro de 4 millas (6.4 km) en
 31 ubicaciones Clase 3, y dentro de 2.5 millas (4 km) en ubicaciones Clase 4. Para

1 segmentos costa adentro, la válvula y el dispositivo de operación, también deben estar
2 accesibles y protegidos de interferencia y daños. En las áreas mas pobladas, deben
3 cumplirse estándares mayores en cuanto a grosor de las paredes del ducto y presiones
4 de diseño de la tubería, presiones de pruebas hidrostáticas, presión operacional
5 máxima permitida (MAOP), inspección y pruebas de soldaduras, y frecuencia de
6 patrullas del ducto e inspecciones de fugas.

7 **Boletines de aviso OPS**

8 Los siguientes boletines de la OPS se incluyen dada su importancia en la propuesta del
9 proyecto:

10 *Corrosión acelerada en las nuevas líneas de tubería*

11 El 12 de Noviembre de 2003, la OPS emitió una noticia de recomendación titulada:
12 “Seguridad de Tuberías: La corrosión amenaza a las nuevas tuberías de transmisión
13 construidas y líquidos peligrosos en tuberías” (68 FR 64189). Esta acciona señalaba el
14 descubrimiento de corrosión externa en nuevas tuberías de transmisión de gas,
15 aparentemente debido a exposiciones de fugas eléctricas provenientes de otras
16 instalaciones subterráneas de servicios. Corrosiones de este tipo son identificadas mas
17 frecuentemente en tuberías que atraviesan otras estructuras subterráneas (tales como
18 otras tuberías) o que siguen las líneas de transmisión eléctrica. El aviso de la OPS
19 recomienda que cada operador de tubería de transmisión de gas natural determine si
20 las nuevas tuberías de acero son susceptibles a fugas corrientes de electricidad y a
21 monitorear cuidadosamente tomando acciones mitigantes contra efectos negativos.

22 *Pre-planificación de emergencias con otros servicios*

23 En 23 de Mayo de 2005, la OPS emitió un Boletín de Recomendaciones ADB- 05-03,
24 “Pre-planificación con propietarios de operadores eléctricos y de otros tipos de
25 servicios, para coordinar las respuestas ante emergencia de tuberías” (70 FR 29557)
26 para recordar a operadoras de gas natural y de tuberías de líquidos peligrosos
27 localizadas en las cercanías de instalaciones eléctricas y de otras instalaciones, acerca
28 de la necesidad de anticipar respuestas de emergencia y de esta manera, asegurar una
29 mejor coordinación en las respuestas a fin de reducir los daños, cuando ocurra una
30 emergencia en tuberías. La recomendación enfatizaba que en planificación de
31 respuesta a emergencias, un operador debía cuidadosamente observar el ambiente
32 que rodea las instalaciones de tubería y los riesgos que éste podría sufrir durante el
33 evento de una emergencia de tuberías. La pre-planificación ayudaría asimismo al
34 operador a identificar asuntos que pudieran surgir en respuesta a esas emergencias y
35 planear efectivas respuestas, antes de que ocurra una verdadera emergencia.

36 **Requerimientos de Reporte para Incidentes en Ductos**

37 En el 2004, los requerimientos para reportes de ductos de transporte de gas natural se
38 incrementaron en alcance y en frecuencia, como parte de la implementación de los
39 programas de manejo de la integridad de ductos, requeridos bajo el 49 CFR 192,
40 Subparte O. la cual establece que las líneas de transmisión de gas natural localizadas

1 cerca de áreas sensibles tales como escuelas, guarderías y hospitales o en áreas
 2 densamente pobladas, requieren la implementación de medidas de seguridad
 3 adicionales, que no se requieren en áreas rurales.

4 Los requerimientos de reporte para ductos se resumen en la Tabla 4.2.16. y están
 5 orientados a propietarios y operadores de líneas de transmisión de gas natural en
 6 California. Las regulaciones que están contempladas en la Ley de Mejoramiento de
 7 Seguridad de Ductos del 2003 (H.R 6 Title VII, Subtitle C: Pipeline Safety –Partes I y II),
 8 la cual exige que los operadores de líneas de transmisión de gas natural sigan
 9 estrictamente los requerimientos de reportes impuestos por la CPUC. La data generada
 10 de esos nuevos requerimientos no se refleja en la información de incidentes de tuberías
 11 sometidos a discusión en esta sección, dado que los cambios en los requerimientos
 12 son mas recientes que la información presentada.

Table 4.2-16 Transmission Pipeline Incident and Safety-Related Condition Reporting Criteria in California

Reporting Period	Reporting Criteria
Pre-1984	Report incidents that: <ul style="list-style-type: none"> • Caused a death or personal injury requiring hospitalization; • Required taking any segment of a transmission line out of service; • Resulted in gas ignition; • Caused estimated damage to the property of the operator, or others, of a total of \$5,000 or more; • Required immediate repair on a transmission line; • Occurred while testing with gas or another medium; or • Was significant in the judgment of the operator, even though it did not meet the above criteria.
After June 1984 (currently applicable)	Report incidents that: <ul style="list-style-type: none"> • Resulted in a release of natural gas; and • Caused a death or personal injury requiring in-patient hospitalization; • Caused estimated property damage, including the cost of the gas lost, of more than \$50,000; or • Was significant in the judgment of the operator even though it did not meet the above criteria. Report the following safety-related conditions that exist on a pipeline that is less than 655 feet (200 m) from any building intended for human occupancy or any outdoor place of assembly or that is within the right-of-way of an active railroad, paved road, street, or highway: <ul style="list-style-type: none"> • General corrosion that has reduced the wall thickness to less than that required for the maximum allowable operating pressure; • Localized corrosion pitting to a degree where leakage might result; • Unintended movement or abnormal loading by environmental causes such as an earthquake, landslide, or flood, that impairs the serviceability of a pipeline; • Any material defect or physical damage that impairs the serviceability of a pipeline that operates at a hoop stress of 20 percent or more of its specified minimum yield strength; or • Any safety-related condition that could lead to an imminent hazard and

Table 4.2-16 Transmission Pipeline Incident and Safety-Related Condition Reporting Criteria in California

Reporting Period	Reporting Criteria
	causes (either directly or indirectly by remedial action of the operator), for purposes other than abandonment, a 20 percent or more reduction in operating pressure or shutdown of operation of a pipeline.
After August 2004 (currently applicable)	Semiannually report Pipeline Integrity Management Program status and actions: <ul style="list-style-type: none"> • The number of pipeline miles inspected versus program requirements; • The number of immediate repairs completed as a result of the integrity management inspection program; • The number of scheduled repairs completed as a result of the integrity management program; and • The number of leaks, failures, and incidents experienced, classified by cause.

1 Inspección y Aplicación de las Regulaciones para la Seguridad del Ducto

2 Los ductos costa adentro y costa afuera para el Proyecto propuesto estarían sujetos a
 3 inspecciones y aplicación de las regulaciones de seguridad de la revisión del diseño de
 4 construcción y operación, por parte de las agencias Federales y Estadales señaladas
 5 en la Tabla 4.2-3. Las agencias primarias tienen autoridad, ya sea a través de
 6 estatutos o a través de la delegación de poderes federales a una agencia estatal, a
 7 través de un memorando de convenio o un mandato regulatorio. Por ejemplo, el
 8 Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT), a través de la PHMSA OPS
 9 de la Administración de Investigación y Programas Especiales (RSPA), tiene autoridad
 10 por estatutos en lo referente a la seguridad de ductos en los Estados Unidos, pero ha
 11 delegado la autoridad en lo referente a ductos de gas natural de propiedad pública, a la
 12 Comisión de Servicios Públicas de California (CPUC).

13 Los ductos que sean operados o construidos por la Compañía de Gas del Sur de
 14 California (SoCalGas), estaría bajo la jurisdicción de la CPUC. La CPUC lleva a cabo
 15 la inspección de seguridad de sus ductos y actividades de investigación a través de su
 16 División de Protección y Seguridad al Consumidor y su Rama de Confiabilidad (SRB).
 17 El equipo de ingenieros de la CPUC llevan a cabo auditorías e inspecciones anuales de
 18 cumplimiento a las instalaciones de la SoCalGas en cada una de sus áreas
 19 operacionales, incluyendo pruebas en el campo de instalaciones específicas del ducto.
 20 Adicionalmente, el equipo de la SRB de la CPUC puede inspeccionar y monitorear
 21 cualquier actividad de construcción, operaciones o mantenimiento en el sistema de
 22 transporte o distribución de la SoCalGas para verificar el cumplimiento de las
 23 regulaciones de seguridad del ducto. La CPUC ejercería su jurisdicción de seguridad
 24 en el caso de que el Proyecto propuesto sea aprobado y construido, y tiene la autoridad
 25 para inspeccionar y evaluar el diseño y la construcción de los ductos que se
 26 interconecten con Cabrillo Port. La CPUC realizaría la supervisión de seguridad,
 27 posterior a la construcción, a través de sus extensas inspecciones de la seguridad de
 28 ductos.

1 **4.2.8.3 Criterios de Significación**

2 Cualquier impacto sobre la seguridad pública que ocurra en costa afuera o costa
3 adentro, sería considerado significativo y requiere de una mitigación adicional, si la
4 construcción u operación del Proyecto presenta alguno de los siguientes efectos
5 adversos significativos:

- 6 • Pérdida de vidas o heridas graves a personas que no estén involucradas en el
7 Proyecto; o
- 8 • Daños significativos (de gran magnitud, a largo plazo o de manera permanente)
9 a uno o mas de los aspectos ambientales discutidos en este documento⁴.

10 **4.2.8.4 Análisis de Impactos y Mitigación**

11 El solicitante ha establecido que el LGN a ser importado por el proyecto acataría las
12 especificaciones de calidad de ductos de California, sin mas tratamiento en FSRU. El
13 análisis que conduce a evaluar los impactos potenciales a la seguridad pública, se basa
14 en la premisa de que el LNG y el gas natural resultante, de calidad adecuada para
15 ductos y con un alto contenido de metano.

16 **Potenciales Incidentes de Ductos**

17 Los principales peligros asociados a la construcción y operación de ductos de gas
18 natural son los la liberación potencial de gas natural, fuegos y explosiones. Incendios
19 ocurriendo como resultado de un escape de una tubería puede también conllevar a la
20 liberación de productos potencialmente tóxicos de combustión incompleta y también se
21 pueden generar incendios secundarios en vehículos, estructuras o incendios de
22 vegetación en sus cercanías. Anualmente, los accidentes fatales en ductos son menos
23 que aquellos vinculados a otras formas de transporte. Sin embargo, un sólo accidente
24 en ductos, tiene el potencial para un gran impacto local, que incluye heridos y muertos
25 en miembros de la comunidad, daños a la propiedad y, interferencias en las actividades
26 de la comunidad y en el tráfico e interrupciones en los servicios de energía eléctrica
27 local.

28 Incidentes de tuberías podrían resultar de movimiento de tierra tales como
29 deslizamientos o terremotos. Uno de estos eventos, si es de cierta magnitud, puede
30 causar rupturas en una línea de transmisión de de gas natural, conduciendo a la
31 liberación de gas natural odorizado. Las líneas de transmisión pueden también ser
32 dañadas intencionalmente, sin embargo no son consideradas como los objetivos mas
33 importantes, como aquellos otros donde un solo evento podría causar mayor
34 destrucción o pérdida de vidas.

35 Daño potencial o heridos que pudieran ocurrir como resultado de un involuntario
36 escape de gas natural de tuberías de transmisión de alta presión, depende de: a) como

⁴ Los criterios de significación específicos para cada recurso, previstos para evaluar consecuencias de accidentes, se presentan en otras secciones de este documento.

1 es la falla de la tubería, por.ej. una fuga versus una ruptura, b) la naturaleza de la
 2 descarga de gas, por.ej., el ángulo de la salida y si existe obstrucción a la misma, c) el
 3 tiempo de incendio (inmediato, demorado) y d) si el fuego secundario es cercano a un
 4 centro poblado, estructuras, vehículos que sean quemados por causa del fuego en una
 5 tubería.

6 Las tuberías del proyecto transportarían gas natural. Numerosos contaminantes y
 7 componentes presentes en el gas natural primario se congelan y son removidos
 8 durante el proceso de liquefacción para formar LNG. Las explosiones importantes de
 9 gas natural no son frecuentes, pero tienen el potencial para generar heridas graves,
 10 víctimas fatales y serios daños a la propiedad. La distancia a los niveles de radiación
 11 térmica que podrían causar daño a personas por chispas de fuego depende del
 12 diámetro y la presión que esté operando (GRI 2000).

13 Las altas presiones de la transmisión de gas natural y las bajas presiones de las líneas
 14 de distribución son constantemente monitoreadas dentro de áreas residenciales en
 15 Oxnard y Santa Clarita. Tal y como se muestra en la sección 2.4, "Tuberías e
 16 Instalaciones Costa adentro", las propuestas de tuberías costa adentro evitan en lo
 17 posible áreas con alta densidad de población. En respuesta a los comentarios al
 18 borrador de Octubre del 2004 EIS/EIR, las rutas de tuberías costa dentro para el
 19 Proyecto propuesto, han sido ubicadas lejos de las áreas residenciales.

20 Riesgos Estimados para incidentes en Ductos del Proyecto Propuesto

21 Los potenciales riesgos no-mitigados asociados con los ductos propuestos para el
 22 Proyecto fueron estimados de la información histórica de incidentes de ductos. Como
 23 se muestra en la Tabla 4.2-17, existe una moderada posibilidad de que los ductos del
 24 Proyecto experimenten un incidente que se deba reportar en cualquier año. Sin
 25 embargo la posibilidad es muy pequeña de que este incidente provoque daños, e
 26 incluso una posibilidad aún menor de que ocurra una fatalidad. Esta estimación se
 27 basa en la revisión de los datos que se observan en la tabla, los cuales indican que las
 28 fatalidades son aun menos posibles que los heridos.

Table 4.2-17 Estimated Annual Incident Frequencies/Risks: Gas Transmission Pipelines

Event or Outcome	Average Total Number per Year, U.S. Pipelines	Estimated Frequency (per pipeline mile) ^a
Reportable incident	87.5	2.7×10^{-4}
Injury requiring in-patient hospitalization	12.9	3.7×10^{-5}
Fatality	3.3	1×10^{-5}

Notes:

The worst case frequency estimates in this table are extremely conservative and are based on a nationwide mix of old and new transmission and gathering lines. The unmitigated frequencies for newly installed transmission lines (such as those proposed for this Project) would be expected to be much lower.

^aBased on operation of a total of 324,600 miles (522,280 km) of gas transmission pipelines throughout the U.S. each year.

1 Impactos y Medidas de Mitigación

2 Se han propuesto medidas de mitigación para los impactos significativos, de manera de
3 reducir los riesgos potenciales asociados con la construcción y operación de los ductos
4 del Proyecto propuesto. Las medidas de mitigación, modificadas y aprobadas, por las
5 autoridades competentes, serían incorporadas como condiciones para cualquier
6 permiso o concesión otorgada al Solicitante. Un análisis de las diferencias entre las
7 medidas propuestas por el Solicitante (AM) y las medidas de mitigación recomendadas
8 por la agencia (MM) se encuentra en la sección 4.1.5 “Medidas de Mitigación y Medidas
9 del Solicitante”.

10 Impacto PS-3. Fuga Potencial de Gas Natural Inodoro debido a Daños de los 11 Ductos Submarinos.

12 ***Existe cierta posibilidad de que instrumentos de pesca se atoren en el ducto y***
13 ***dañen potencialmente uno o ambos ductos submarinos. Daños similares podrían***
14 ***ocurrir debido a un evento sísmico o a un derrumbe submarino (Clase I).***

15 Como se describió en la Sección 2, “Descripción del Proyecto”, las tuberías submarinas
16 gemelas de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro, que transportarían gas natural inodoro,
17 serían enterradas usando perforación direccional horizontal (HDD) de la conexión costa
18 adentro hacia el mar, aproximadamente 0,6 millas (0.9 km) a profundidades del agua
19 de 42.6 pies (13 m). En aguas más profundas, las tuberías costa afuera serían
20 colocadas en el lecho marino. Las secciones submarinas colocadas directamente en el
21 lecho marino, serían recubiertas de concreto para proporcionar estabilidad adicional en
22 las áreas donde la profundidad es relativamente poca. Las actividades potenciales de
23 pesca comercial, tal como la pesca de arrastre en áreas cercanas a las tuberías son
24 descritas en la sección 4.16 “Aspectos socioeconómicos”.

25 En el Golfo de México, se han concentrado los incidentes previos de rupturas de ductos
26 submarinos de gas natural, debido a daños provocados por terceros (arrastre de un
27 ancla), donde muchos ductos más viejos no están enterrados o recubiertos con
28 concreto y donde las aguas son poco profundas en una distancia considerable desde la
29 costa. Sin embargo, en varios de estos casos, fue aparente de que en aguas poco
30 profundas (menores a 10 a 20 pies [3 a 6 m]) el gas natural derramado pudo formar y
31 formó una nube inflamable, una vez que alcanzó la superficie del océano. Para el caso
32 del Proyecto propuesto, es probable de que los marineros notarían el burbujeo en la
33 superficie del océano, y el gas odorizado sería detectable para las personas, vida
34 marina, o aves en el área.

35 Las tuberías costa fuera a ser instaladas en aguas pocos profundas a menos de 12
36 pies (3.7 m) de profundidad en el agua, requieren una cobertura de 36 pulgadas (0.9 m)
37 si están en el suelo o 18 pulgadas (0.5 m) si están en roca consolidada; las tuberías
38 podrían exceder los requerimientos a nivel del cruce de la costa donde ellas pueden
39 estar instaladas a profundidad bajo la playa. Donde la profundidad de marea baja es
40 entre 12 pies (3.7m) y 200 pies (61 m), las regulaciones vigentes requieren que el tope
41 de la tubería este por debajo del lecho marino, a menos que sea sostenido por soportes

1 de concreto, anclas o algo pesado de similares características. PHMSA OPS ha
2 promulgado regulaciones mas estrictas para instalar tuberías en costa afuera y aguas
3 poco profundas en el Golfo de México, pero estas no se han extendido a la costa
4 afuera de California, en parte porque este estado tiene criterios de diseño sísmico mas
5 estrictos que ya requieren tuberías mas fuertes que las típicas que se ven en las aguas
6 del Golfo.

7 El Solicitante ha propuesto las siguientes medidas de mitigación para reducir el
8 potencial de incidentes, debido a fallas de la tubería o de las válvulas, causados por
9 daños provocados por terceros, defectos materiales, fatiga operacional o fenómenos
10 naturales:

11 **AM PS-3a. Diseño mas escrito de ductos.** El Solicitante diseñaría e
12 instalaría ductos que cumplieran con criterios sísmicos que
13 aseguren la integridad de la tubería durante eventos sísmicos
14 severos que pudiesen doblarla o torcerla.

15 AM PS-3a podría asegurar que la integridad de la tubería puede ser mantenida durante
16 varios eventos sísmicos.

17 Medidas de Mitigación de Impactos PS-3: Liberaciones de Gas Natural Odorizado de
18 Ductos Submarinos Dañados.

19 **MM PS-3b. Alertas / Comunicación de Emergencia.** Los planes y
20 procedimientos de emergencia del Solicitante deben requerir la
21 notificación inmediata a las embarcaciones en cualquier área costa
22 afuera, incluyendo vocear y hacer transmisiones de seguridad, y
23 una notificación inmediata a la policía local y servicios contra
24 incendios, cuando el sistema de monitoreo indique que podría
25 haber un problema con la integridad del ducto submarino.

26 **MM PS-3c. Sistema de Protección Catódica en Áreas Sujetas a Corrosión**
27 **Acelerada.** El Solicitante debe identificar cualquier área costa
28 afuera donde el ducto pueda estar sujeto a corrosión acelerada
29 debido a la proximidad a cables de servicios o a sistemas
30 adyacentes de protección catódica de ductos. Recomendación
31 dada el 12 de Noviembre 2003, por la OPS (68 FR 64189). Los
32 sistemas de protección catódica deben ser instalados y estar
33 totalmente operacionales, lo más pronto posible durante la
34 construcción del ducto.

35 **MM MT-1d. Trasmisiones de Seguridad** (ver Sección 4.3 “Tráfico Marítimo”).

36 **MM MT-3g. Información para Cartas de Navegación** (ver Sección 4.3
37 “Tráfico Marítimo”).

38 MM PS-3b reduciría las probabilidades de los impactos potenciales sobre las naves en
39 el área de tuberías de costa fuera y podría incrementar la temporalidad y efectividad de

1 los sistemas de respuesta ante emergencias mas que aquellos en la FSRU. MM PS-3c
2 incrementaría la integridad general de las tuberías de costa fuera, reduciendo de esta
3 manera el potencial de accidentes. MM MT-1d disminuiría el congestionamiento del
4 tráfico marino, reduciéndose los riesgos de colisión de naves. MM MT-3g aseguraría
5 que los cambios propuestos en las cartas de navegación e harían prontamente de
6 manera que los navegantes sean notificados de tales cambios. Una vez publicada, la
7 zona de seguridad y ATBA definidas en las cartas de navegación, ayudarían a todos
8 los marinos que transiten el área del proyecto a evitar la zona de seguridad.

9 Las frecuencias anuales de eventos significativos por cada milla de un ducto han sido
10 estimadas de una manera muy conservadora, cuatro en cien mil de que un incidente en
11 el ducto resultaría en un daño severo al público, y uno en cien mil que un incidente en
12 el ducto resultaría en la muerte de un miembro del público. Se espera que estas
13 frecuencias sean menores para los ductos del Proyecto propuesto—y en algunos
14 casos, significativamente disminuidos—con la implementación de las medidas descritas
15 anteriormente. Sin embargo, de ocurrir, los impactos todavía serían potencialmente
16 significativos, p.ej., podrían causar heridas graves o muertes a miembros del público.
17 Por lo tanto, este impacto sigue siendo significativo después de su mitigación.

18 **Impacto PS-4. Fuga Potencial de Gas Natural Odorizado debido a daño en** 19 **Ductos Costa adentro**

20 ***Existe el potencial de un daño accidental o intencional a los ductos o válvulas***
21 ***costa adentro, que transporten gas natural odorizado. Puede ocurrir un daño,***
22 ***fuegos y explosiones debido a errores humanos, fallas de equipos y eventos***
23 ***naturales (terremotos, deslizamientos, etc). Esto podría provocar la liberación de***
24 ***una nube de gas natural odorizado en concentraciones que probablemente***
25 ***estarían en el rango inflamable (Clase I).***

26 Como parte de la solicitud para el Proyecto, se esperaría que el Solicitante o su
27 representante aseguren que las tuberías e instalaciones de superficie asociadas con el
28 proyecto, cumplan o excedan en su diseño, construcción, operación y mantenimiento
29 los estándares mínimos de la USDOT contenidos en el 49 CFR part 192. Estas
30 regulaciones que intentan proteger al público y prevenir accidentes y fallas en las
31 instalaciones, incluyen especificaciones sobre calidad de los materiales seleccionados,
32 diseños mínimos requeridos, protección interna y externa de las tuberías contra la
33 corrosión. Las regulaciones de USDOT también incluyen referencias de códigos y
34 estándares que están listados en la Tabla de Diseño y Estándares de Seguridad
35 Aplicables al Transporte de Gas Natural, incluida en el Apéndice C3. El Proyecto
36 estaría sujeto a versiones de códigos y estándares vigentes durante el diseño del
37 mismo. Los ductos del Proyecto se construirían de acuerdo a los estándares de
38 localización Clase 3.

39 **Diseño de válvulas espaciadoras y especificaciones proyecto de tuberías**

40 Los criterios de diseño están contenidos en el 49 CFR part 192, y establecen los
41 requerimientos mínimos de protección para la salud y seguridad de las poblaciones

1 localizadas en las áreas cercanas a los gasoductos. Durante la revisión de los impactos
 2 sobre la seguridad de las poblaciones, a causa de un evento por liberación o ignición
 3 de gas natural de las tuberías de transmisión, se expresaron preocupaciones en
 4 relación a si las especificaciones federales respecto al radio de impacto potencial (PIR)
 5 eran suficientes para proteger la seguridad de aquellas áreas de viviendas aisladas y
 6 áreas residenciales cerca de la marca de milla (MP) 4.1 sobre la ruta propuesta del
 7 Ducto Center Road. Para responder a las inquietudes sobre seguridad de las
 8 comunidades de estas áreas, el CSLC y el CPUC determinaron que era apropiado en
 9 el caso específico de este proyecto, que se requirieran válvulas automatizadas con
 10 cierre a control remoto, así como reducir la distancia entre válvulas de línea principal
 11 (también llamadas válvulas de seccionalización) a objeto de limitar la duración de la
 12 fuga y la cantidad de gas natural que se liberaría, en caso de una rotura en el
 13 segmento del ducto,

14 En la tabla 4.2-18 se resumen las regulaciones mínimas requeridas, así como las
 15 medidas específicas para el proyecto. Aunque el número de válvulas ha sido
 16 especificado, la distancia entre las válvulas y del conjunto reductor de presión, serían
 17 determinados durante el diseño de ingeniería de detalle. SoCalGas tiene el
 18 compromiso de intentar espaciar las válvulas a distancias iguales.

Table 4.2-18 Design Guidelines and Project-Specific Valve Spacings

	49 CFR 192	Center Road Pipeline	Line 225 Loop Pipeline
Proposed pipeline description	----	~15.2 miles (24.5 km), 36-inch (0.9 m) diameter pipeline; MAOP = 1,100 psig.	~7 miles (11.3 km) long, 30-inch (0.76 m) diameter pipeline; MAOP = 845 psig.
Number of valves	Not specified. Requirement is for maximum distance between valves.	5 valves: station valves at Ormond Beach and Center Road, plus 3 mainline valves.	3 valves: station valves at Quigley and Honor Rancho, plus 1 mainline valve.
Line segment length (distance between sectionalizing block valves)	Class 1: 20 miles (32 km) Class 2: 15 miles (24 km) Class 3: 8 miles (12.9 km) Class 4: 5 miles (8 km)	Current classes along route: Class 1 and 3 AM: "Build to Class 3" Approx. distance between valves = 3.8 miles (6 km)	Current Classes along route: Class 1 and 3 AM: "Build to Class 3" Approx. distance between valves = 3.5 miles (5.6 km)
Blowdown assemblies	Not specified	Two 12-inch (0.3 m) blowdown stacks	Two 12-inch (0.3 m) blowdown stacks
Blowdown time (time for all gas to vent from ruptured segment)	Not specified	Venting through: Blowdown stacks: 15 min 33% Damage: 6 min Full rupture: 5 min	Venting through: Blowdown stacks: 9 min 33% Damage: 7 min Full rupture: 7 min

Table 4.2-18 Design Guidelines and Project-Specific Valve Spacings

	49 CFR 192	Center Road Pipeline	Line 225 Loop Pipeline
Station and mainline valve description	Not specified	Ball valve/actuator packages. Ball valves are full port, trunnion mounted, and include a mechanical position indicator, manual hydraulic override system, and pressure regulated supply equipment (for valve actuators).	
Station and mainline valve actuator	Not specified	Actuators are pneumatic powered double acting scotch yoke with adjustable travel stops. Natural gas is the power media for operating the actuator.	
Station valve remote control ^a	Not specified	Communications/RTU control panel and UPS system, plus external power and telephone service.	
Mainline valve automatic line break controls ^a	Not specified	Pressure sensor/RTU controller package with a solar panel and battery. No external power is needed.	

Notes:

ID = internal diameter; MAOP = maximum allowable operating pressure; psig = pounds per square inch gauge; RTU = remote telecommunication unit; UPS = universal power supply.

^aSoCalGas does not combine automatic line break controls with remote controls on a single valve.

- 1 El PIR depende del diámetro de la tubería y del MAOP para esa tubería. El MAOP para
2 el Ducto de Center Road, de 36 pulgadas (0.9m) y sus alternativas, es de 1,100 psi, y
3 el MAOP para la Línea 225 del Ducto Periférico, de 30 pulgadas (0.76m), en Santa
4 Clarita y su ruta alternativa es de 845 psi.
- 5 El PIR para la liberación de fuego de la estación de medición, se estima en 820 pies
6 (250m), no impactando directamente ninguna zona residencial inmediata a la estación
7 de medición de Ormond Beach y tampoco impactaría a residencias in Port Hueneme.
- 8 Las regulaciones de seguridad de tuberías usan conceptos de zona de alta
9 consecuencia (HCAs) para identificar locales específicos y áreas donde la liberación
10 podría tener consecuencias mas adversas y significativas. Ver apéndice C3 para
11 detalles de la determinación de los HCAs. La identificación preliminar de los HCAs a lo
12 largo del proyecto de tubería y las alternativas de rutas, se resumen en la tabla 4.2-19.
13 El Solicitante identificó los HCAs en la tabla usando los PIR establecidos por la USDOT
14 para varios tipos de tuberías y presión de gas⁵.
- 15 Los riesgos anuales de una fatalidad asociados a las nuevas tuberías propuestas se
16 espera que sea menor (y potencialmente mucho mas bajo) que los números
17 presentados en la tabla 4.2-17, dado que se incrementaron los requerimientos de
18 márgenes de seguridad en la etapa de diseño, por las frecuentes y detalladas

⁵ El criterio significativo usado para el USDOT regula la definición de los PIR de una ruptura de tubería y niveles de fuego que podrían causar fatalidades humanas, estimado en 5,000 Btu/hr-ft² (15.8 kW/m²) para 40 segundos de exposición. El criterio significativo para este análisis es un nivel que puede causar serias heridas en los humanos para cortas exposiciones similares, por lo que el criterio térmico par incidentes que involucran liberación de LNG de un FSRU o banqueros de LNG se establece en 1,600 Btu/hr-ft² (5 kW/m²).

- 1 inspecciones, y la instrumentación de un nuevo programa de gerencia para la
 2 integridad de la tubería, exigido por la HCAs para estas tuberías.

Table 4.2-19 Preliminary Identification of High Consequence Areas (HCAs) on Project Pipeline Routes

Milepost Range	Pipeline Class per 49 CFR Part 192.905	HCA Milepost Range	HCA Method	Criteria Triggering HCA ^a
Proposed Project				
Center Road Pipeline: Potential Impact Radius = 818 feet (250 m)				
Low tide mark to 7.6	Class 1	Low tide mark to 0.0 0.0 to 0.15	1	Site: shore crossing, outdoor area within <750 feet (230 m) of pipeline
		~4.1	1	Sites: mobile home park, outdoor area Density: less robust housing and ≥ 20 buildings intended for human occupancy (BIHO)
7.6 to 8.6	Class 3	--		
8.6 to 9.2	Class 1	--		
9.2 to 9.6	Class 3	--		
9.6 to 14.7	Class 1	13.45 to 13.75	1	Site: Saticoy Country Club Clubhouse
Line 225 Loop Pipeline: Potential Impact Radius = 605 ft (184 m)				
0.0 to 0.6	Class 1	--		
0.6 to 7.1	Class 3	1.59 to 2.45	1	Density ≥ 20 BIHO
		3.53 to 3.93	1	Density ≥ 20 BIHO
		5.0 to 5.54	1	Density ≥ 20 BIHO
7.1 to 7.71	Class 1	--		
Alternative Deepwater Port				
Santa Barbara Channel/ Mandalay Shore Crossing/ Gonzales Road Pipeline Alternative^a				
Low tide mark to ~3.0	Class 1	Low tide mark to 0.0 0.0 to 0.15	1	Site: shore crossing, outdoor areas within <750 feet (230 m) of pipeline (McGrath State Beach).
~3.0 to ~6.5	Class 3	~3.0 to ~6.5 3.0 3.8 4.2 5.6 6.06.6	1	Density ≥ 20 BIHO site(s), including several schools
~6.5 to 6.7 (junction w/Center Road Pipeline Alt 1 at MP 8.0)	Class 1	--		

Table 4.2-19 Preliminary Identification of High Consequence Areas (HCAs) on Project Pipeline Routes

Milepost Range	Pipeline Class per 49 CFR Part 192.905	HCA Milepost Range	HCA Method	Criteria Triggering HCA ^a
Alternative Shore Crossings				
Arnold Road Shore Crossing/ Arnold Road Pipeline Alternative				
Low tide mark to 1.5 (junction with Center Road Pipeline at MP 1.8)	Class 1	Low tide mark to 0.0 0.0 to 0.15	1	Site: shore crossing, outdoor area within <750 feet (230 m) of pipeline
Point Mugu Shore Crossing/Casper Road Pipeline Alternative				
Low tide mark to 1.5 (junction with Center Road Pipeline at MP 2.5)	Class 1	Low tide mark to 0.0	1	Site: shore crossing, outdoor area within <750 feet (230 m) of pipeline
Alternative Onshore Pipeline Routes				
Center Road Pipeline Alternative 1 Potential Impact Radius = 820 feet (250 m)				
0.0 to 1.4	Class 1	1.3 to 1.4	1	Density \geq 20 BIHO
1.4 to 3.3	Class 3	1.4 to 3.3 1.75 to 2.35 2.65 to 3.15	1	Density \geq 20 BIHO Site(s) Site(s) Site(s)
3.3 to 5.3	Class 1	4.0 4.1	1	Site(s) Site(s)
5.3 to 9.5	Class 3	6.95 to 7.25 7.65 to 9.15 8.1 to 9.5	1	Site(s) Site(s) Density \geq 20 BIHO Site(s)
9.5 to 10.0	Class 1	--		
10.0 to 11.3	Class 2	10.25 to 10.55	1	Site(s)
11.3 to 15.0	Class 1	14.15 to 14.45	1	Site(s)
Center Road Pipeline Alternative 2				
0.0 to 1.4	Class	1.3 to 1.4	1	Density \geq 20 BIHO
1.4 to 3.3	Class 3	1.4 to 3.7 1.75 to 2.35 2.65 to 3.15	1	Density \geq 20 BIHO Site(s) Site(s)

Table 4.2-19 Preliminary Identification of High Consequence Areas (HCAs) on Project Pipeline Routes

Milepost Range	Pipeline Class per 49 CFR Part 192.905	HCA Milepost Range	HCA Method	Criteria Triggering HCA ^a
3.3 to 3.6	Class 2	--		
3.6 to 12.6	Class 1	10.65 to 10.95	1	Site(s)
Center Road Pipeline Alternative 3				
0.0 to 9.6				Route is the same as for the Center Road Pipeline Proposed Route.
9.6 to 12.5				Route is the same as for the Center Road Pipeline proposed route.
12.5 to 14.3	Class 1	13.45 to 13.75	1	Site: Mesa Union School
Line 225 Pipeline Loop Alternative				
0.0 to .0.6	Class 1	--		
0.6 to 5.4	Class 3	1.59 to 2.45 3.53 to 3.93 4.8 to 5.35	1	Density \geq 20 BIHO Density \geq 20 BIHO Density \geq 20 BIHO
5.4 to 5.7	Class 1	--		
5.7 to 6.6	Class 3	--		
6.6 to 7.22	Class 1	--		
Line 225 Pipeline Loop HDD River Crossing Alternative				
0.0 to 7.22				Route is the same as for the Line 255 Loop Pipeline proposed route

Notes:

BIHO = Building intended for human occupancy.

^aPipeline class and HCA housing density estimated from general, not detailed maps; information is illustrative and not conclusive. Identification of specific sites, e.g., MP locations of schools, hospitals, care facilities, is not included in this table due to security concerns.

1 El Solicitante ha propuesto las siguientes medidas para reducir el potencial de
2 incidentes debido a fallas causadas por daños provocados por terceros, defectos de
3 materiales, fatiga operacional o fenómenos naturales.

4 **AM PS-4a. Criterios de Diseño de Tuberías Clase 3.** El Solicitante o su
5 representante construirían todos los segmentos del ducto de
6 acuerdo con los criterios mínimos de diseño para una ubicación
7 Clase 3, USDOT, los cuales mejorarían la seguridad y reducirían la
8 necesidad de reconstruir los segmentos del ducto a medida que se
9 presenten desarrollos adicionales e incremento de densidad de
10 población a lo largo del corredor del ducto.

1 AM PS-4a mejoraría la integridad y seguridad de la tubería y de ese modo reduciría las
2 probabilidades de accidentes potenciales.

3 Medidas de Mitigación de Impactos PS-4: Fuga de Gas Natural Odorizado debido al
4 Daño de Ductos

5 **MM PS-4b. Programa de manejo de integridad de Ductos.** El Solicitante
6 debe desarrollar e implementar un programa de manejo de la
7 integridad del ducto, que incluya la confirmación de todas las HCAs
8 potenciales (incluyendo identificación de sitios potenciales de
9 información de instalaciones “con licencia” [guarderías,
10 enfermerías, o similares] disponibles en la ciudad y el condado) y
11 asegure que el programa de educación pública está
12 completamente implementado antes de comenzar con las
13 operaciones del ducto.

14 **MM PS-4c. Instalacion de válvulas adicionales de línea principal con**
15 **controles remotos de válvulas o controles automáticos de**
16 **corte de línea.** El Solicitante instalará en el Ducto de Center Road
17 cinco válvulas seccionalizadoras a distancias similares, situadas
18 adecuadamente y con protectores contra explosiones. El
19 Solicitante instalará en la Línea 225 del Ducto Periférico tres
20 válvulas seccionalizadoras a distancias similares, situadas
21 adecuadamente y con protectores contra explosiones. El número
22 de válvulas incluye las válvulas de estación situadas en los
23 extremos de los ductos. Todas las válvulas estarán equipadas
24 controles remotos de válvulas o controles automáticos de corte de
25 línea.

26 **MM PS-4d. Tratamiento de Cruce Costero como HCA del Ducto.** El
27 Solicitante tratará como un HCA cualquier área de playa pública
28 costa adentro bajo la cual se hayan ubicado ductos que
29 transporten gas natural.

30 **MM PS-4e. Monitoreo Automático para Gas Inflamable.** El Solicitante
31 diseñará e instalará un sistema de monitoreo automático (‘sniffer’)
32 para cruces costeros HCA.

33 **MM PS-4f. Comunicación y Alertas de Emergencia.** El Solicitante
34 establecerá planes y procedimientos de emergencia que deben
35 requerir de la notificación inmediata a navíos en cualquier área
36 cercana a la costa, notificación inmediata a la policía local y
37 bomberos, y alarmas visuales y auditivas para alertar a los
38 miembros del público en el área, p.ej., bocinas de alerta y luces
39 estroboscópicas localizadas a lo largo del HCA del corredor del
40 ducto costa adentro, cuando el sistema de monitoreo indique que
41 podría haber un problema con la integridad del ducto en el área.

1 Los planes de emergencia deben cumplir con el Boletín de
2 Advertencia de OPS ADB-05-03, el cual establece la necesidad de
3 planificar con otras instalaciones en el área la respuesta
4 coordinada ante las emergencias.

5 **MM PS-3c. Sistema de Protección Catódica en Áreas Sujetas a Corrosión**
6 **Acelerada.**

7 MM PS-4b podría aumentar la conciencia del público y asegurar que durante el
8 Proyecto se mantenga actualizada la información en relación a uso de la tierra. MM PS-
9 4c podría limitar áreas afectadas por los potenciales accidentes de la tubería al
10 autorizar a SoCalGas para el control automático de la afluencia de gas dentro
11 secciones del sistema de tuberías. MM PS-4d mejoraría la integridad de la tubería en
12 áreas recreativas de playas donde pudiese haber gente en la cercanía de las tuberías.
13 MM PS-4e mejoraría los sistemas de seguridad por monitoreos automáticos de fugas
14 de gas. MM PS-4f mejoraría el tiempo y efectividad de las medidas de respuesta ante
15 emergencias, en el poco probable evento de un potencial accidente de la tubería.
16 Finalmente, MM PS-3c mejoraría la integridad total de las tuberías, reduciendo de ese
17 modo el potencial de accidentes.

18 Las frecuencias anuales de eventos significativos por cada milla del ducto, han sido
19 estimadas de manera muy conservadora para los ductos costa adentro, en cuatro por
20 cien mil, para la ocurrencia de un incidente que resulte en daños severos al público y
21 cerca de uno en cien mil para incidentes en el ducto que resulten en la muerte de un
22 miembro del público. Se esperaría que estas frecuencias se reduzcan para los ductos
23 del Proyecto propuesto —y en algunos casos, que disminuyan significativamente— con
24 la implementación de las medidas descritas anteriormente. Sin embargo, los impactos
25 todavía serían potencialmente significativos (p.ej., podrían causar heridas graves o
26 muertes a miembros del público) en caso de que ocurra un incidente. Por lo tanto, este
27 impacto sigue siendo significativo después de la mitigación.

28 **Impacto PS-5. Aumento del potencial por heridas, fatalidades y daños a**
29 **propiedades debido a fuegos y explosiones en áreas residenciales con viviendas**
30 **de menor fortaleza estructural y actividades al aire libre.**

31 ***En caso de un accidente, hay una alta probabilidad de heridas, fatalidades y***
32 ***daños a propiedades cerca de el Ducto de Center Road MP 4.1, un HCA (Clase I)***

33 El operador del ducto determina las HCAs en consulta con otros y utilizando las
34 definiciones y guía en la 49 CF parte 192. La ecuación para calcular un PIR está
35 basada en las siguientes premisas (GRI 2000):

- 36 • Las personas que están afuera, cerca de la ruptura del ducto, podrían llegar a un
37 refugio adecuado en un radio de 200 pies (61 m) a partir de su ubicación, con un
38 tiempo de movilización que, se presume, no sea mayor a 30 segundos. Esto
39 asume que una persona toma entre 1 y 5 segundos para evaluar la situación, y
40 luego corra a 5 mph (2.5 m/s) para llegar al refugio.

- 1 • La protección de individuos dentro de una estructura y la ignición de estructuras
2 cercanas, está basada en una estructura “típica” de madera, usando
3 propiedades termales, específicamente para madera blanca Americana. Se
4 presume que estas estructuras de madera proporcionan, de manera indefinida,
5 una protección adecuada, para personas que se han refugiado en su interior.

6 Es poco probable que la construcción de muchas casas móviles más viejas (viviendas
7 fabricadas construidas antes de 1976 cuando fueron impuestos estándares más
8 estrictos de construcción por el código de Vivienda y Desarrollo Urbano) o *trailers* de
9 viaje que están siendo usados para viviendas temporales o semi-permanentes,
10 proporcionen este nivel de protección. La ignición de casas móviles y *trailers* de viaje
11 probablemente ocurriría en niveles menores de calor de radiación, que la construcción
12 típica usada para desarrollar la ecuación PIR. Incluso sin la ignición, la construcción de
13 casas móviles puede no ser lo suficientemente firme para soportar las potenciales
14 fuerzas explosivas cuando se enciende un derrame de gas natural. Adicionalmente, los
15 habitantes de casas móviles a menudo incluyen residentes de mayor edad o ancianos y
16 familias con niños pequeños, quienes serían difíciles de evacuar y es muy poco
17 probable que puedan correr hacia el refugio a 5 mph (2.5 m/s).

18 El Solicitante determinó que los parques de casas móviles en Pidduck y Dufau Roads
19 cerca del MP 4.1 de la ruta propuesta del Ducto de Center Road, no evidenciaron
20 requerimientos de HCA en la evaluación del Estudio Ambiental (EA), basados en la
21 presencia de solamente diez edificios para ocupación humana dentro del círculo de
22 impactos potenciales (PIR de 818 pies [250 m]). Una inspección de campo realizada
23 por el equipo de trabajo de E & E en agosto del 2004, indicaba que la pequeña
24 comunidad de viviendas ubicada en Dufau Road incluye los jardines de la comunidad.
25 La disposición de los muebles de exteriores y el nivel de actividad humana al aire libre,
26 indican que probablemente existe una actividad significativa de la comunidad afuera de
27 sus residencias.

28 Con base en el tamaño promedio de una familia, en el Censo, Grupo 47.02 (Directorio
29 de Censos de los Estados Unidos 2000) de cerca de cuatro personas, este grupo de
30 diez edificios podría esperarse que razonablemente incluyan la presencia de más de 20
31 personas en un área al aire libre en, por lo menos, 50 días en cualquier periodo de 12
32 meses, lo cual cumple con la definición de un sitio no identificado para definir un HCA.

33 El Solicitante ha incorporado las siguientes medidas para reducir el potencial de
34 incidentes en los parques de casas móviles en Pidduck y Dufau Roads cerca del MP
35 4.1 de la ruta del Ducto de Center Road:

36 **AM PS-4a. Criterios de Diseño de Tuberías Clase 3.**

37 AM PS-4a puede mejorar la fortaleza y seguridad de la tubería y de ese modo reducir
38 las probabilidades de los accidentes potenciales.

1 Medidas de Mitigación de Impactos PS-5: Aumento potencial por heridas, fatalidades y
 2 daños a propiedades debido a fuegos y explosiones en áreas residenciales poco
 3 protegidas y actividades al aire libre.

4 **MM PS-5a. Tratamiento para áreas o comunidad residencial de casas**
 5 **fabricadas, con alto impacto.** El Solicitante tratará como un HCA
 6 aquellas áreas donde el radio de impacto potencial incluya parcial
 7 o totalmente las comunidades residenciales de casas fabricadas,
 8 incluyendo jardines exteriores, y áreas ocupadas normalmente por
 9 una o mas casas móviles y *trailers* usados como residencia
 10 permanente o semi-permanente y jardines exteriores. El Solicitante
 11 debe cumplir para estas áreas los requisitos para ductos
 12 establecidos en el 49 CFR parte 192 subparte O.

13 MM PS-5a extendería las medidas adicionales de seguridad del ducto a aquellas áreas
 14 a lo largo del trayecto de la tubería, que presentan predominantemente viviendas de
 15 carácter semi-permanente.

16 Para las áreas con edificaciones menos firmes y actividades en áreas abiertas, la
 17 probabilidad de impactos potenciales sería reducida con la implementación de las
 18 medidas descritas anteriormente, pero los impactos todavía serían potencialmente
 19 significativos en caso de que ocurriera un incidente. Por lo tanto, este impacto sigue
 20 siendo significativo luego de su mitigación.

21 Un resumen de los impactos y de las medidas de mitigación para los ductos del
 22 Proyecto se señalan en la tabla 4.2-20.

Tabla 4.2-20 Resumen de los Impactos a los Ductos del Proyecto y Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
<p>PS-3. Existe cierta posibilidad de que instrumentos de pesca se atoren en el ducto y dañen potencialmente uno o ambos ductos submarinos. Daños similares podrían ocurrir debido a un evento sísmico o a un derrumbe submarino (Clase I).</p>	<p>AM PS-3a. Diseño mas escrito de ductos. El Solicitante diseñaría e instalaría ductos que cumplieran con criterios sísmicos que aseguren la integridad de la tubería durante eventos sísmicos severos que pudiesen doblarla o torcerla.</p> <p>MM PS-3b. Alertas / Comunicación de Emergencia. Los planes y procedimientos de emergencia del Solicitante deben requerir la notificación inmediata a las embarcaciones en cualquier área costa afuera, incluyendo vocear y hacer transmisiones de seguridad, y una notificación inmediata a la policía local y servicios contra incendios, cuando el sistema de monitoreo indique que podría haber un problema con la integridad del ducto submarino.</p> <p>MM PS-3c. Sistema de Protección Catódica en Áreas Sujetas a Corrosión Acelerada. El Solicitante debe identificar cualquier área costa afuera donde el ducto pueda estar sujeto a corrosión acelerada debido a la proximidad a</p>

Tabla 4.2-20 Resumen de los Impactos a los Ductos del Proyecto y Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p>cables de servicios o a sistemas adyacentes de protección catódica de ductos. Recomendación dada el 12 de Noviembre 2003, por la OPS (68 FR 64189). Los sistemas de protección catódica deben ser instalados y estar totalmente operacionales, lo más pronto posible durante la construcción del ducto.</p> <p>MM MT-1d. Trasmisiones de Seguridad (ver Sección 4.3 “Tráfico Marítimo”).</p> <p>MM MT-3g. Información para Cartas de Navegación (ver Sección 4.3 “Tráfico Marítimo”).</p>
<p>PS-4. Existe el potencial de un daño accidental o intencional a los ductos o válvulas costa adentro, que transporten gas natural odorizado. Puede ocurrir un daño, fuegos y explosiones debido a errores humanos, fallas de equipos y eventos naturales (terremotos, deslizamientos, etc). Esto podría provocar la liberación de una nube de gas natural odorizado en concentraciones que probablemente estarían en el rango inflamable (Clase I).</p>	<p>AM PS-4a. Criterios de Diseño de Tuberías Clase 3. El Solicitante o su representante construirían todos los segmentos del ducto de acuerdo con los criterios mínimos de diseño para una ubicación Clase 3, USDOT, los cuales mejorarían la seguridad y reducirían la necesidad de reconstruir los segmentos del ducto a medida que se presenten desarrollos adicionales e incremento de densidad de población a lo largo del corredor del ducto.</p> <p>MM PS-4b. Programa de manejo de integridad de Ductos. El Solicitante debe desarrollar e implementar un programa de manejo de la integridad del ducto, que incluya la confirmación de todas las HCAs potenciales (incluyendo identificación de sitios potenciales de información de instalaciones “con licencia” [guarderías, enfermerías, o similares] disponibles en la ciudad y el condado) y asegure que el programa de educación pública está completamente implementado antes de comenzar con las operaciones del ducto.</p> <p>MM PS-4c. Instalacion de válvulas adicionales de línea principal con controles remotos de válvulas o controles automáticos de corte de línea. El Solicitante instalará en el Ducto de Center Road cinco válvulas seccionalizadoras a distancias similares, situadas adecuadamente y con protectores contra explosiones. El Solicitante instalará en la Línea 225 del Ducto Periférico tres válvulas seccionalizadoras a distancias similares, situadas adecuadamente y con protectores contra explosiones. El número de válvulas incluye las válvulas de estación situadas en los extremos de los ductos. Todas las válvulas estarán equipadas controles remotos de válvulas o controles automáticos de corte de línea.</p> <p>MM PS-4d. Tratamiento de Cruce Costero como HCA del Ducto. El Solicitante tratará como un HCA cualquier área de playa pública costa</p>

Tabla 4.2-20 Resumen de los Impactos a los Ductos del Proyecto y Medidas de Mitigación

Impacto	Medida de Mitigación
	<p>adentro bajo la cual se hayan ubicado ductos que transporten gas natural.</p> <p>MM PS-4e. Monitoreo Automático para Gas Inflamable. El Solicitante diseñará e instalará un sistema de monitoreo automático ('sniffer') para cruces costeros HCA.</p> <p>MM PS-4f. Comunicación y Alertas de Emergencia. El Solicitante establecerá planes y procedimientos de emergencia que deben requerir de la notificación inmediata a navíos en cualquier área cercana a la costa, notificación inmediata a la policía local y bomberos, y alarmas visuales y auditivas para alertar a los miembros del público en el área, p.ej., bocinas de alerta y luces estroboscópicas localizadas a lo largo del HCA del corredor del ducto costa adentro, cuando el sistema de monitoreo indique que podría haber un problema con la integridad del ducto en el área. Los planes de emergencia deben cumplir con el Boletín de Advertencia de OPS ADB-05-03, el cual establece la necesidad de planificar con otras instalaciones en el área la respuesta coordinada ante las emergencias.</p> <p>MM PS-3c. Sistema de Protección Catódica en Áreas Sujetas a Corrosión Acelerada.</p>
<p>PS-5. En caso de un accidente, hay una alta probabilidad de heridas, fatalidades y daños a propiedades cerca de el Ducto de Center Road MP 4.1, un HCA (Clase I)</p>	<p>AM PS-4a. Criterios de Diseño de Tuberías Clase 3.</p> <p>MM PS-5a. Tratamiento para áreas o comunidad residencial de casas fabricadas, con alto impacto. El Solicitante tratará como un HCA aquellas áreas donde el radio de impacto potencial incluya parcial o totalmente las comunidades residenciales de casas fabricadas, incluyendo jardines exteriores, y áreas ocupadas normalmente por una o mas casas móviles y <i>trailers</i> usados como residencia permanente o semi-permanente y jardines exteriores. El Solicitante debe cumplir para estas áreas los requisitos para ductos establecidos en el 49 CFR parte 192 subparte O.</p>

1 4.2.9 Alternativa

2 4.2.9.1 Alternativa de no acción

3 Como se explicó en mayor detalle en la sección 3.4.1, "Alternativa de No-Acción", bajo
4 esa alternativa de No-Acción, MARAD negaría la licencia para el Cabrillo Port Project
5 y/o la CSLC negaría de una vez la solicitud de la propuesta de arrendamiento del
6 estado en tierras sumergidas y de corrientes para líneas de tuberías. La alternativa de

1 no acción significa que el proyecto no continuaría y la FSRU, ductos submarinos
2 asociados, instalación de odorización costa adentro y ductos costa adentro, no serían
3 instalados. De acuerdo a esto los potenciales impactos identificados por la construcción
4 y operación del proyecto propuesto, no ocurrirían.

5 Dado que el proyecto propuesto es de tipo privado, se desconoce si el solicitante
6 propondría otro proyecto energético en California; sin embargo, de ser seleccionada la
7 alternativa de no acción, las necesidades de energía, identificadas en la Sección 1.2
8 “Propósito del Proyecto, necesidad y objetivos”, probablemente serían tratadas a través
9 de otros medios, p.ej., otros proyectos LGN o proyectos de tuberías de gas natural.
10 Cualquiera de estos escenarios podría provocar impactos ambientales de la naturaleza
11 y magnitud del proyecto propuesto, tanto como impactos particulares según sus
12 respectivas configuraciones y operaciones; sin embargo tales impactos no se pueden
13 predecir con certeza en este momento.

14 **4.2.9.2 UBICACIÓN ALTERNATIVA DEL DWP – SANTA BARBARA**
15 **CHANNEL/CRUCE Costero Mandalay/Alternativa del Ducto de**
16 **Gonzales Road**

17 El punto de amarre de la FSRU para esta alternativa, estaría aproximadamente a 7.7
18 NM (8.9 millas, 14.3 km) costa afuera de Pitas Point y aproximadamente a medio
19 camino entre las plataformas existentes de producción de Grace y Habitat ubicadas en
20 la plataforma continental federal (OCS) en el Santa Barbara Channel. Esta alternativa
21 estaría localizada aproximadamente a 5.8 NM (6.7 millas o 10.7 km) hacia la costa
22 desde las líneas costeras de embarque, y a más de 4.6 NM (5.3 millas o 8.5 km) de la
23 plataforma de producción más cercana costa afuera.

24 Esta ubicación alterna propuesta está más alejada de las líneas costeras de
25 navegación que la ubicación de amarre del Proyecto propuesto. Sin embargo, los
26 tanqueros de LNG que se dirijan a este punto alternativo de amarras, tendrían que
27 cruzar ambas líneas de navegación. Esto aumentaría el potencial de una colisión que
28 involucre a un tanquero de LNG, y se esperaría que aumente el número de miembros
29 del público que podrían ser afectados por impactos por un incendio o una explosión
30 que involucre, ya sea a un tanquero o a la FSRU. Asimismo puesto que esta área está
31 sujeta a un mayor uso de navíos recreativos y de pesca, también habría un mayor
32 potencial de colisiones de estas embarcaciones más pequeñas con la FSRU, con
33 cargueros de LNG, o con remolques/navíos de abastecimiento que sirvan al Cabrillo
34 Port propuesto. Esto podría provocar un aumento en el número de daños graves a
35 miembros del público, y podría provocar impactos ambientales mayores a corto plazo,
36 debido a los derrames o fugas de aceite o combustible de las embarcaciones más
37 pequeñas dañadas.

38 La IRA analizó la frecuencia potencial de colisiones entre varias embarcaciones y la
39 FSRU, específicamente para la ubicación de amarre del Proyecto propuesto. La mayor
40 distancia de esta alternativa de punto de amarre a la mas cercana línea de navegación,
41 representaría una reducción en el potencial de impactos de grandes embarcaciones

1 con el FSRU, así como una reducción del riesgo potencial de una fuga a consecuencia
2 de impactos a alta velocidad con uno de estos grandes navíos.

3 Los resultados del modelo computarizado para derrames probables de LNG de la
4 FSRU en su ubicación propuesta, en el peor de los casos, indican que los impactos
5 significativos al público podrían extenderse a 6.3 NM (7.3 millas o 11.7 km.). Si el
6 mismo criterio de modelo fuese usado para la alternativa de localización, el peor evento
7 de incendio de nube de vapor ocurriría dentro de 1 NM (1.2 millas o 1.9 km) desde la
8 costa. Una evaluación de riesgo específica al sitio sería necesaria para cuantificar los
9 riesgos potenciales al público en general si esta alternativa fuese seleccionada.

10 La ruta alternativa desde el punto de amarre hasta la Plataforma Gilda, estaría en
11 aguas de aproximadamente 270 pies (82.m) de profundidad. Esta ruta continuaría en
12 un corredor existente del ducto submarino desde la Plataforma Gilda a la Estación
13 Generadora de Mandalay. Al igual que el Proyecto propuesto, la ruta alternativa del
14 ducto está propuesta para colocarse sobre el lecho marino, en un punto
15 aproximadamente 1 NM (1.2 millas o 1.9 km) costa afuera, en aguas con profundidades
16 aproximadas a los 43 pies (13 m), el ducto sería enterrado en un hoyo de HDD desde
17 el cruce costero, similar al descrito en el proyecto propuesto. Aun cuando ubicar la ruta
18 de los ductos submarinos en un corredor existente, conocido, puede reducir el riesgo
19 de un daño por parte de terceros, p.ej., debido al arrastre de un ancla o la manipulación
20 de instrumentos de pesca por arrastre, los impactos potenciales a la seguridad pública
21 por los ductos submarinos, sería similar a aquellos que se encuentran descritos para el
22 Proyecto propuesto.

23 Aunque la longitud del hoyo de HDD sería levemente mayor, con una sección más
24 larga de tubería transportando gas odorizado a lo largo de la línea de costa, los
25 impactos potenciales a la seguridad pública de este cruce costero alternativo,
26 instalación de odorización y conexión a un ducto existente de gas natural de la
27 SoCalGas en la Estación Generadora de Mandalay, serían similares a los del Proyecto
28 propuesto.

29 Desde la Estación Generadora de Mandalay, el ducto costa adentro sería instalado
30 principalmente en derechos de vía existentes de ductos a lo largo de Harbor Boulevard,
31 West Gonzales Road, East Gonzales Road, y Rose Road, donde se encontraría con la
32 Alternativa 1 del Ducto de Center Road, cerca del MP 8.0. La presencia de numerosas
33 escuelas a lo largo de esta ruta podría activar los requerimientos de HCA.

34 **4.2.9.3 Rutas Alternativas del Ducto Costa Adentro**

35 **Alternativa 1 del Ducto de Center Road**

36 Esta ruta alternativa pasa a través de áreas más densamente pobladas que la ruta
37 propuesta del ducto, por lo que podría haber mayor población potencialmente afectada
38 por accidentes. También hay una mayor cantidad de HCAs identificadas a lo largo de
39 esta ruta alternativa del ducto, en comparación con la ruta propuesta.

1 **Alternativa 2 del Ducto de Center Road**

2 Los potenciales impactos a la seguridad pública de esta ruta, son los mismos que para
3 la ruta propuesta para el Center Road excepto que la ruta alternativa sigue Pleasant
4 Valley y Wolff en lugar de retroceder hacia el suroeste en Pleasant Valley, antes de ir
5 hacia el norte a lo largo de Del Norte Boulevard, que va a través de un área levemente
6 más rural con menor densidad de viviendas que la ruta propuesta (provocando
7 impactos potencialmente menores a la seguridad pública).

8 **Alternativa 3 del Ducto de Center Road**

9 Los potenciales impactos a la seguridad pública de esta ruta, serían los mismos que
10 para la ruta propuesta desde MP 0.0 hasta aproximadamente MP 12.5 donde las rutas
11 son idénticas. Sin embargo desde MP 12.5, la ruta alternativa sigue al noroeste a lo
12 largo de Santa Clara Avenue en lugar de cruzar al noreste al lo largo de State route 118
13 (Los Angeles Avenue) y a lo largo de Clubhouse Drive pasando el Saticoy Country Club
14 Clubhouse. Desde ese punto, la ruta alternativa va a través de un área con densidad
15 de viviendas semejante a la propuesta, pero localizadas relativamente cerca de la
16 Mesa Union School. Existen mayores impactos potenciales a la seguridad pública en
17 esta alternativa con respecto a la ruta propuesta, debido a la diferencia de grupos de
18 edad de la población circulando por las inmediaciones de la ruta de la tubería (un gran
19 numero de K-8 estudiantes versus una pequeña población primordialmente adulta).

20 **Alternativa de la Línea 225 del Ducto Periférico**

21 Los potenciales impactos a la seguridad pública de esta ruta, son los mismos que para
22 la ruta propuesta desde MP 0.0 hasta aproximadamente MP 4.8 y desde
23 aproximadamente MP 6.7 hasta MP 7.71, donde las rutas son idénticas. Sin embargo,
24 desde aproximadamente MP 4.8, la ruta alternativa continúa hacia el noroeste a lo
25 largo de State Route (Magic Mountain Parkway), en vez de virar hacia el norte en
26 McBean Parkway, que va a través de un área con menor densidad de viviendas que la
27 ruta propuesta (provocando impactos potencialmente menores a la seguridad pública).

28 **Alternativa de la Línea 225 del Ducto Periférico HDD River Crossing**

29 Los potenciales impactos a la seguridad pública de esta ruta son similares, pero algo
30 menores, que la ruta propuesta. Las rutas son esencialmente idénticas, pero el cruce
31 del río en esta alternativa, se realizaría utilizando HDD en lugar de instalar las tubería
32 sobre puentes existentes. Bajo esta alternativa, no existen tuberías superficiales de gas
33 a alta presión, cercanas y directamente junto a puentes, en lugares de grandes rutas de
34 transporte, lo cual resulta en un objetivo poco atractivo para ataques intencionales a la
35 tubería, y por lo tanto posee menores impactos potenciales sobre la seguridad pública.

1 **4.2.9.4 Cruce Costero Alternativo / Ruta del Ducto**

2 **Cruce Costero de Point Mugu / Ducto de Casper Road**

3 Los potenciales impactos a la seguridad pública para este cruce costero alterno y ruta
4 alternativa del ducto de 1.5-millas (2.4 km) de longitud, son similares a aquellos
5 asociados con MP 0.0 hasta aproximadamente MP 2.5 del Ducto propuesto de Center
6 Road, e incluso serían ligeramente menores dado que esta alternativa es menos
7 transitada que la ruta propuesta.

8 **Cruce Costero de Arnold Road / Ducto de Arnold Road**

9 Los potenciales impactos a la seguridad pública para este cruce costero alterno y ruta
10 alternativa del ducto de 1.5-millas (2.4 km) de longitud, son similares a aquellos
11 asociados con MP 0.0 hasta aproximadamente MP 1.8 del Ducto propuesto de Center
12 Road, a la cual reemplazaría esta alternativa.

13 **4.2.10 References**

14 **General References**

15 ABS Consulting, Inc. 2004. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving
16 Releases from Liquefied Natural Gas Carriers, May 13.

17 Alexander's Gas & Oil Connections. 2004. Company News: E & SE Asia, Volume 9,
18 Issue #5, March 10. <http://www.gasandoil.com/goc/company/cns41035.htm>

19 American Petroleum Institute (API). 2003. Recommended Practice 1162, "Public
20 Awareness Programs for Pipeline Operators," First Edition, December.

21 BHP Billiton (BHPB). 2005. Ship Collision Study for Cabrillo Port Deepwater LNG
22 Terminal Project, BHPB Document No. WCLNG-BHP-DEO-RR-00-052-1, Revision 2,
23 prepared by Det Norske Veritas. September 12.

24 Billiot, S. 2004. Verbal communication, Stephen F. Billiot, Vice President, BHPB, to
25 California State Lands technical meeting, Long Beach, CA. August 27.

26 California Energy Commission. 2003. Liquefied Natural Gas in California: History,
27 Risks, and Siting, Staff White Paper 700-03-005. July.

28 California Public Utilities Commission, Utilities Safety Branch, Natural Gas Safety.
29 2004. Accessed June 11.

30 [http://www.cpuc.ca.gov/static/aboutcpuc/divisions/consumer+protection/utilities+safety+](http://www.cpuc.ca.gov/static/aboutcpuc/divisions/consumer+protection/utilities+safety+branch/natural+gas+safety/index.htm)
31 [branch/natural+gas+safety/index.htm](http://www.cpuc.ca.gov/static/aboutcpuc/divisions/consumer+protection/utilities+safety+branch/natural+gas+safety/index.htm)

32 Department of Transportation Research and Special Programs Administration, Office of
33 Pipeline Safety. 2004a. Pipeline Statistics. Accessed June 10.

- 1 <http://ops.dot.gov/stats.htm>
- 2 _____, 2004b. CY 2002, States Participating in the Federal/State Cooperative Gas
3 and Hazardous Liquid Pipeline Safety Programs, accessed June 11.
4 <http://ops.dot.gov/document/LISTING2002.pdf>
- 5 Donovan, Sheila M., NFECSW. 2004. Navy Comments on the Cabrillo Port LNG
6 EIS/EIR due 20 Dec 04, Public Comment F001-4. December 16.
- 7 Entrix. May 2004. Environmental Analysis, Onshore Component of the BHP Billiton LNG
8 International Inc., Cabrillo Port Project. May.
- 9 Gas Research Institute (GRI). 2000. Topical Report: A Model for Sizing High
10 Consequence Areas Associated with Natural Gas Pipelines, C-FER Report 99068,
11 GRI-00/0189. October.
- 12 Kvaerner Process Services, Inc (KPSI). 2004. Cabrillo Port Floating LNG
13 Regasification Terminal, Risk Assessment Study Report. May 3.
- 14 National Association of State Fire Marshals (NASFM). 2005. Liquefied Natural Gas: An
15 Overview of the LNG Industry for Fire Marshals and Emergency Responders.
- 16 National Fire Protection Association, NFPA 59A. 2001. Standard for the Production,
17 Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas, 2001 edition.
- 18 National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Data Buoy Center. 2005.
19 "How does NDBC adjust C-MAN and buoy wind speed observations to a standard
20 height?" http://www.ndbc.noaa.gov/adjust_wind.shtml, accessed September 2.
- 21 National Response Center (NRC). 2005. National Response Center Reports.
22 <http://www.nrc.uscg.mil/foia.html>.
- 23 National Transportation Safety Board. 2002. Safety Report, Transportation Safety
24 Databases, NTSB/SR-02/02, PB2002-917004, Notation 7471, adopted September 11.
25 <http://www.nts.gov/publictrn/2002/SR0202.pdf>.
- 26 Sandia National Laboratories (Sandia). 2004. Guidance on Risk Analysis and Safety
27 Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water, SAND2004-6258,
28 December. http://www.fe.doe.gov/programs/oilgas/storage/lng/sandia_lng_1204.pdf
- 29 Shea, Kevin. 2005. Prepared Direct Testimony of Kevin Shea of San Diego Gas and
30 Electric and Southern California Gas Company Before the California Public Utilities
31 Commission. August 12.
- 32 SoCalGas. 1997. Transportation of Customer-Owned Gas, effective date December
33 26, 1997. <http://www.socalgas.com/regulatory/tariffs/tm2/pdf/30.pdf>,

- 1 Socio-Economic Systems, Inc. 1977. Draft Environmental Impact Report for the
2 Proposed Oxnard LNG Facilities.
- 3 Smit 2005. Smit-Oceanering Cable Systems Daily Shipping Newsletter,
4 [http://www.ibiblio.org/maritime/Scheepvaartnieuws/Pdf/scheepvaartnieuws/2002/novem](http://www.ibiblio.org/maritime/Scheepvaartnieuws/Pdf/scheepvaartnieuws/2002/november/080-20-11-2002a.PDF)
5 [ber/080-20-11-2002a.PDF](http://www.ibiblio.org/maritime/Scheepvaartnieuws/Pdf/scheepvaartnieuws/2002/november/080-20-11-2002a.PDF). Accessed September 30.
- 6 U.S. Census Bureau. 2000. DP-1, Profile of General Demographic Characteristics:
7 2000; Data Set: Census 2000 Summary File (SF 1) 100-Percent Data; Geographic
8 Area: Census Tract 47.02, Ventura County, CA, accessed through
9 <http://www.factfinder.census.gov/>.
- 10 U.S. Coast Guard (USCG). 2005. Navigation and Vessel Inspection Circular (NVIC)
11 05-05, "Guidance on Assessing the Suitability of a Waterway for Liquefied Natural Gas
12 (LNG) Marine Traffic," June 14.
- 13 U.S. EPA. 1999. Risk Management Program Guide for Offsite Consequence Analysis,
14 EPA 550-B-99-009, April 1999. Accessed September 9, 2005.
15 [http://yosemite.epa.gov/oswer/ceppoweb.nsf/vwResourcesByFilename/oca-](http://yosemite.epa.gov/oswer/ceppoweb.nsf/vwResourcesByFilename/oca-all.PDF/$File/oca-all.PDF)
16 [all.PDF/\\$File/oca-all.PDF](http://yosemite.epa.gov/oswer/ceppoweb.nsf/vwResourcesByFilename/oca-all.PDF/$File/oca-all.PDF)
- 17 Ventura County. 2002. Ventura County General Plan, Public Facilities and Services
18 Appendix, March 26, 2002 edition. Note: this edition of the appendix was still in effect
19 as of September 2005.

20 **Memoranda of Understanding**

- 21 Department of Transportation – Department of the Interior. 1996. Memorandum of
22 Understanding between the Department of Transportation and the Department of the
23 Interior Regarding Outer Continental Shelf Pipelines, accessed June 7, 2004.
24 http://ops.dot.gov/MOUS/1997_DOT_DOI.pdf
- 25 Department of Transportation – Federal Energy Regulatory Commission. 1993.
26 Memorandum of Understanding Between the Department of Transportation and the
27 Federal Energy Regulatory Commission Regarding Natural Gas Transportation
28 Facilities. Accessed June 7, 2004. http://ops.dot.gov/MOUS/1993_DOT_FERC.pdf

29 **Statutes and Regulatory References**

- 30 Accountable Pipeline Safety and Partnership Act of 1996, 49 U.S.C., Chapter 601.
- 31 Emergency Planning and Community Right-to-Know Act, 42 U.S.C. § 11001 et seq.
- 32 Hazardous Materials Transportation Act (HMTA), 49 U.S.C § 1801 et seq.
- 33 National Environmental Policy Act (NEPA), 42 U.S.C. § 44321 et seq.
- 34 Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968, as amended, 49 App. U.S.C. § 1671, et seq.

- 1 Natural Gas Act, 15 U.S.C. § 717 et seq.
- 2 Outer Continental Shelf Lands Act, 43 U.S.C. § 1331 et seq.
- 3 Pipeline Safety Improvement Act of 2002, 49 U.S.C. § 60109.
- 4 California Public Utilities Commission (CPUC). 1996. General Order 112-E, State of
5 California Rules Governing Design, Construction, Testing, Operation, and Maintenance
6 of Gas Gathering, Transmission, and Distribution Piping Systems. Accessed June 11,
7 2004. <http://www.cpuc.ca.gov>.
- 8 18 CFR Part 157, (FERC) Applications for Certificates of Public Convenience and
9 Necessity and for Orders Permitting and Approving Abandonment Under Section 7 of
10 the Natural Gas Act.
- 11 33 CFR Parts 148 – 150 (Subpart N), Deepwater Ports; Temporary Interim Rule. 69
12 Federal Register 724. January 6, 2004.
- 13 49 CFR, Part 190, Pipeline Safety Programs and Rulemaking Procedures.
- 14 49 CFR Part 191, Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline; Annual Reports,
15 Incident Reports, and Safety-Related Condition Reports;
- 16 49 CFR Part 192, Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum
17 Federal Safety Standards.
- 18 49 CFR Part 192, Final Rule, Pipeline Safety: Pipeline Integrity Management in High
19 Consequence Areas (Gas Transmission Pipelines). 68 Federal Register 69778.
20 December 15, 2003.
- 21 49 CFR Part 192, Final Rule – CORRECTION, Pipeline Safety: Pipeline Integrity
22 Management in High Consequence Areas (Gas Transmission Pipelines). 69 Federal
23 Register 29903. May 26, 2004.
- 24 49 CFR Parts 191, 192, 195, and 199, Pipeline Safety: Periodic Updates to Pipeline
25 Safety Regulations (2001). 69 Federal Register 32886. June 14, 2004.

Este espacio esta dejado en blanco intencionalmente